

Hochschule Offenburg
Fakultät Maschinenbau und Verfahrenstechnik

Bachelorarbeit

im Studiengang Energiesystemtechnik

zur Erlangung des akademischen Grades
Bachelor of Engineering

Thema: Potentiale und Hemmnisse bei der Einbindung eines intelligenten Energiemarkts in die wärme- und kältetechnische Konzeption

Autor: Dustin Schön

Version vom: 10. März 2016

1. Betreuer: Prof. Dr.-Ing. Jens Pfafferott

2. Betreuer: Dipl.-Ing. (FH) M.Sc. Christian Luft

Eidesstattliche Erklärung

Eidesstattliche Erklärung zur Bachelor-Arbeit

Ich versichere, die von mir vorgelegte Arbeit selbstständig verfasst zu haben. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten oder nicht veröffentlichten Arbeiten anderer entnommen sind, habe ich als entnommen kenntlich gemacht. Sämtliche Quellen und Hilfsmittel, die ich für die Arbeit benutzt habe, sind angegeben. Die Arbeit hat mit gleichem Inhalt bzw. in wesentlichen Teilen noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegen.

Unterschrift :

Ort, Datum :

Zusammenfassung

Ziel der vorliegenden Bachelorarbeit ist es, dem Leser einen Überblick über Entwicklungen des Energiemarkts im Hinblick auf intelligente Netze und einer zunehmenden Einbindung der Nachfrageseite zu verschaffen. Besonderem Augenmerk galt verschiedenen Möglichkeiten des Lastmanagements, insbesondere von Versorgungsanlagen auf Gebäudeebene. Dazu wurden der rechtliche Rahmen und die vorhandenen technischen Potentiale untersucht. Um Aussagen über die Wirtschaftlichkeit im derzeitigen Marktumfeld treffen zu können, wurde ein Power-to-Heat-System mit Marktdaten von 2015 simuliert und bewertet. Es zeigte sich, dass im deutschen Umfeld ein Markteintritt durch die strengen technischen und gesetzlichen Anforderungen stark erschwert wird. Die Simulation ergab, dass mit den derzeitigen Vermarktungsoptionen theoretisch positive Erlöse erwirtschaftet werden könnten. In der Praxis wird dies jedoch durch die regulatorischen Anforderungen negiert. Im Ausblick auf die Zukunft bleibt nahezu alles offen, die kommenden Veränderungen lassen sich bestenfalls im Ansatz qualitativ erfassen. Trotz großer technischer Potentiale bietet ein intelligenter Energiemarkt zum jetzigen Stand keine ökonomischen Mehrwert, eine Marktplatzierung scheint noch verfrüht.

Abstract

Following the fundamental changes in the German energy market brought upon by the *Energiewende*, the demand for a flexible, adaptive demand side grows. This bachelor thesis intends to assess the current situation as far as a smart energy market is concerned, focusing on the potential involvement of building level energy concepts. To evaluate the current economical potential, a Power-to-Heat system was modelled in the context of the German balancing market. The research shows that progress is hindered primarily by the strict German laws and regulations. The contemporary market has grown from a strictly hierarchical past. Integrating flexible loads, for example as Demand Response or Demand Side Management, requires adapting the regulatory structure to the new demands. According to the simulation, Power-to-Heat on a building level can provide cheap and simple flexibility to the energy system. The economical feasibility is low due to the regulatory pressure, strengthening demand side measures requires first and foremost actions by legislative authorities.

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|------------|
| Eidesstattliche Erklärung | 3 |
| Abbildungsverzeichnis | 6 |
| Tabellenverzeichnis | 6 |
| Abkürzungsverzeichnis | 7 |
| 1 Einführung | 9 |
| 2 Smart Market | 12 |
| 2.1 Begriffsdefinitionen | 12 |
| 2.2 Rechtliche Rahmenbedingungen | 14 |
| 2.3 Konzepte für einen Smart Market | 16 |
| 2.4 Regelleistungsmarkt | 22 |
| 2.5 Lastmanagement in Europa | 27 |
| 2.5.1 Dänemark | 27 |
| 2.5.2 Frankreich | 29 |
| 3 Technische Potentiale | 31 |
| 3.1 Industrielle Großverbraucher | 32 |
| 3.2 Energiespeicher | 35 |
| 3.3 Power-to-Heat | 39 |
| 3.4 Wärmepumpen | 44 |
| 3.5 Kraftwärmekopplung | 46 |
| 3.6 Kleinverbraucher | 48 |
| 3.7 Messtechnik | 52 |
| 4 Simulation P2H | 54 |
| 4.1 Modellierung | 54 |
| 4.1.1 System | 54 |
| 4.1.2 Mathematisches Modell | 60 |
| 4.2 Simulation/Ergebnisse | 65 |
| 4.2.1 Plausibilität | 65 |
| 4.2.2 Auswertung | 67 |
| 4.2.3 Wirtschaftlichkeit | 70 |
| 4.3 Zwischenfazit | 77 |
| 5 Ausblick | 81 |
| 6 Fazit | 89 |
| Literaturverzeichnis | 91 |
| Anhang | 101 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|----|---|-----|
| 1 | Entwicklung der Residuallast im 50Hertz Netzgebiet | 9 |
| 2 | Demand Response in der heutigen Struktur der Energiewirtschaft . . . | 17 |
| 3 | Strommarktampel des BDEW | 18 |
| 4 | Abruf Regelleistung | 23 |
| 5 | Darstellung eines Muster-Betriebsprotokolls für SRL | 25 |
| 6 | Lastmanagement in Europa | 27 |
| 7 | Möglichkeiten des Lastmanagements | 31 |
| 8 | Technisches Potential der abschaltbaren Leistung von Industriebetrieben in Abhängigkeit der Abschaltzeit | 33 |
| 9 | Speicherarten im Vergleich nach Speicherkapazität und Ausspeicherdauer | 36 |
| 10 | Abhängigkeit der anbietbaren Leistung von Außentemperatur | 47 |
| 11 | Strombedarf in Haushalten 2011 | 48 |
| 12 | Qualifizierung von innovativen Tarifkonzepten in Bezug auf Nutzen und Aufwand der Verarbeitung | 51 |
| 13 | Leistungspreise für MRL 2015 | 56 |
| 14 | Grenzarbeitspreis der SRL 2015 | 57 |
| 15 | Blockschaltbild | 59 |
| 16 | Wärmeströme im RC-Netz | 61 |
| 17 | Lastgang nach DIN EN ISO 13790 | 65 |
| 18 | Abrufwahrscheinlichkeit in Abhängigkeit vom Arbeitspreis | 66 |
| 19 | Speicherladung mit KKM | 67 |
| 20 | Speicherladung mit AKM | 67 |
| 21 | fehlerhafte Abrufe in Abhängigkeit von der Speichergröße für Variante 1 | 69 |
| 22 | fehlerhafte Abrufe in Abhängigkeit vom Arbeitspreis für Variante 1 . . | 69 |
| 23 | Kostenkurve für Elektrodenheizkessel | 72 |
| 24 | Aufgliederung der jährlichen Kosten | 75 |
| 25 | Erlöse durch Regelenergie | 76 |
| 26 | Einfluss des Gaspreises auf die Einsparungen | 77 |
| 27 | Entwicklung der Leistungspreise für negative SRL HT | 84 |
| 28 | Kumulierte Börsenpreise am Intradaymarkt 2015 | 88 |
| 29 | Leistungskurve der Kompressionskältemaschine | 101 |
| 30 | fehlerhafte Abrufe in Abhängigkeit von Speichergröße für Variante 2 . . | 101 |
| 31 | fehlerhafte Abrufe in Abhängigkeit vom Arbeitspreis für Variante 2 . . | 102 |
| 32 | fehlerhafte Abrufe in Abhängigkeit von Speichergröße für Variante 3 . . | 102 |
| 33 | fehlerhafte Abrufe in Abhängigkeit vom Arbeitspreis für Variante 3 . . | 103 |
| 34 | Einfluss des Strompreises auf die Einsparungen | 103 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|---|---|----|
| 2 | Übersicht über aktuelle Regelleistungsprodukte in Dänemark | 29 |
| 3 | Durchschnittlicher Strompreis für einen Haushalt 2015 | 40 |
| 4 | Lastmanagementpotentiale von Wärmepumpen in Süddeutschland . . . | 45 |
| 5 | Übersicht über das theoretische Potential von DSM in Haushalten . . . | 49 |
| 6 | Arten preisbasierter Tarifprogramme | 50 |
| 7 | Parameter für Wirtschaftlichkeitsrechnung | 71 |
| 8 | Investitionskosten der Pufferspeicher | 73 |
| 9 | Zusammenfassung Wirtschaftlichkeitsrechnung | 74 |

| | | |
|----|---|-----|
| 10 | Kosten bezogen auf das Referenzgebäude | 76 |
| 11 | Primärenergiebedarf und CO ₂ -Emissionen | 78 |
| 12 | Aufstellung Investitionskosten in € | 104 |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|-------|---|
| AbLaV | Verordnung zu abschaltbaren Lasten |
| AKM | Absorptionskältemaschine |
| BDEW | Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft |
| BHKW | Blockheizkraftwerk |
| BKV | Bilanzkreisverantwortlicher |
| BMWi | Bundesministerium für Wirtschaft und Energie |
| CPP | Critical Peak Pricing |
| DR | Demand Response |
| DSM | Demand Side Management |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| EHK | Elektrodenheizkessel |
| EnEV | Energieeinsparverordnung |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| EVU | Energieversorgungsunternehmen |
| HT | Hochtarif |
| IEKP | Integriertes Energie- und Klimaschutzprogramm |
| IGCC | International Grid Control Cooperation |
| KKM | Kompressionskältemaschine |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| MOL | Merit-Order-Liste |
| MRL | Minutenreserveleistung |
| NEBEF | Notification d'Echange de Blocs d'Effacement |
| NRV | Netzregelverbund |
| NT | Niedertarif |
| PCM | Phase Change Material |
| PRL | Primärregelreserve |
| PtH | Power-to-Heat |
| RTP | Real Time Pricing |

| | |
|----------|--|
| SLP | Standardlastprofil |
| SNL | schnell abschaltbare Lasten |
| SOL | sofort abschaltbare Lasten |
| SRL | Sekundärregelreserve |
| StromNEV | Stromnetzentgeltverordnung |
| TOU | Time of Use Pricing |
| UCTE | Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity |
| ÜNB | Übertragungsnetzbetreiber |

1 Einführung

Eine verstärkte Nutzung regenerativer Energiequellen wird von Experten als Grundlage für eine nachhaltige und umweltverträgliche zukünftige Energieversorgung gesehen. Die Reduzierung der Treibhausgasemissionen hängt zudem maßgeblich von der reduzierten Nutzung fossiler Energieträger ab. Gleichzeitig steigt der Anteil von Strom am Endenergiebedarf schon seit Jahren: 2014 betrug er bereits 21,2 %, verglichen mit 17,3 % im Jahr 1990 [1]. Der Koalitionsvertrag vom Dezember 2013 definiert einen Ausbaukorridor für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien: 40 bis 45 % der Stromerzeugung im Jahre 2025, 55 bis 60 % im Jahre 2035 [2, S. 39]. Bereits im Jahr 2015 hatten erneuerbare Energien einen Anteil am Bruttostromverbrauch von 33 % [3].

Doch der steigende Anteil erneuerbarer Energieformen birgt auch technische und wirtschaftliche Risiken: Energieträger wie Wind oder Sonnenstrahlung sind nur bedingt durch den Menschen beeinflussbar, das volatile Einspeiseprofil erschwert Vorhersagen. In Zeiten niedrigen Verbrauchs kann unkontrollierte Einspeisung sogar zu einem Überangebot an Energie im Netz führen. Die nach Abzug erneuerbarer Energien noch zu deckende Last wird als Residuallast bezeichnet. Eine negative Residuallast ist ein Indikator für ein Überangebot an Strom aus regenerativen Energiequellen. In Abbildung 1 ist die Entwicklung der Residuallast in der Netzzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz nach dessen Prognose aufgetragen.

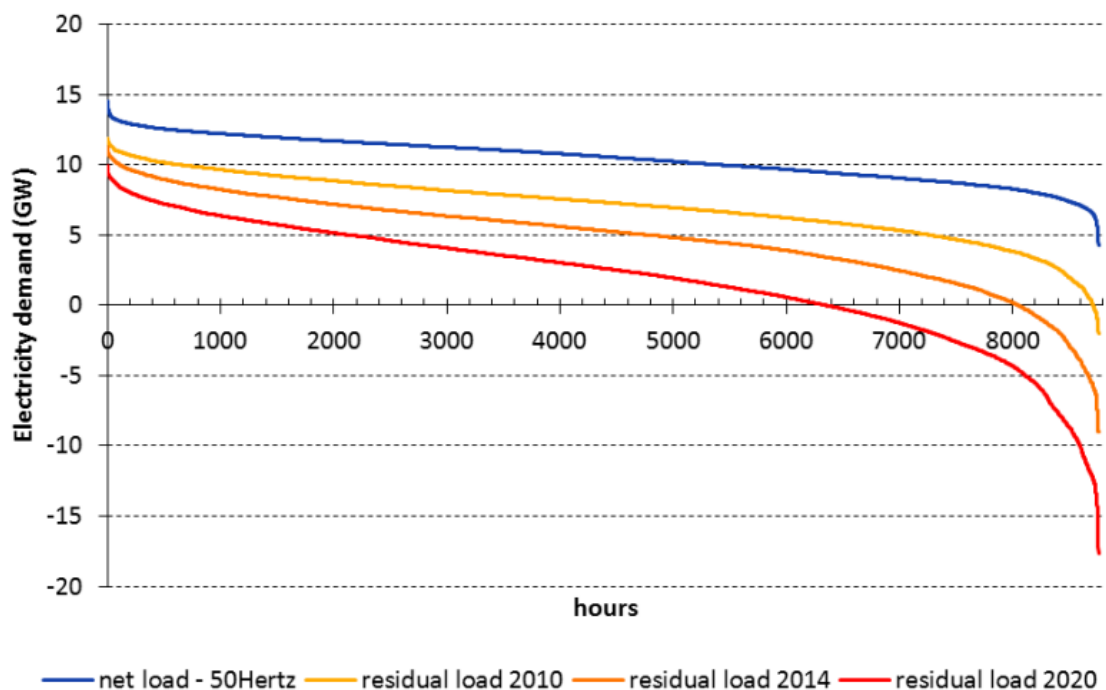


Abbildung 1: Entwicklung der Residuallast im 50Hertz Netzgebiet (aus [4])

Während heutzutage nur an wenigen Stunden eine negative Residuallast auftritt, könnte diese Situation bis 2020 schon an mehr als einem Viertel der Stunden auftreten.

Es gilt zwar zu bedenken, dass die abgebildete Netzzone einen außergewöhnlich hohen Anteil an Windkraftanlagen aufweist, langfristig ist aber auch im Rest von Deutschland mit einer vergleichbaren Entwicklung zu rechnen. Das Stromnetz basiert auf einer festen Netzfrequenz von 50 Hz, die nur durch ein Gleichgewicht zwischen Einspeisung und Abnahme garantiert werden kann. Zur Wahrung einer stabilen Energieversorgung besteht also Handlungsbedarf.

Ein weiteres Problem der regenerativen Energieerzeugung liegt in ihrer regionalen Inhomogenität: Während in Norddeutschland Windkraftanlagen dominieren, nimmt im Süden die vorherrschende Stellung ein. Die Kompensation dieses regionalen Ungleichgewichts macht es notwendig, größere Leistungen über die Verteilnetze zu übertragen. Im derzeitigen Ausbaustand sind die Verteil- und Übertragungsnetze dieser Aufgabe jedoch nicht gewachsen. Um eine stabile, zuverlässige Energieerzeugung zu garantieren entsteht somit ein substantieller Ausbaubedarf der Netzinfrastruktur. Das notwendige Investitionsvolumen wird vom Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft (BDEW) auf bis zu 27 Milliarden Euro geschätzt [5]. Es besteht ein großes Interesse an einer Abschwächung dieser volkswirtschaftlichen Kosten bei gleichzeitiger Wahrung der Netzstabilität.

Eines der Werkzeuge zu diesem Zweck ist das *Smart Grid*, das intelligente Netz, das bedarfsgerecht Erzeugung und Verbrauch steuern soll. Ein Smart Grid verspricht neben der verbesserten Effizienz des Gesamtsystems auch eine Reduktion von *must-run-Kapazitäten*. Als *must-run-Kapazität* werden fossile Kraftwerke bezeichnet, die zwecks der Erbringung von Systemdienstleistungen von den Energieerzeugern als Überkapazität am Netz gehalten werden. Dargebotsabhängige Energieträger, wie Wind oder Solar, kamen für diese netzdienlichen Aufgaben bisher noch nicht in Frage. Das wird sich in Zukunft ändern, kurz- bis mittelfristig scheint ein Smart Grid das Mittel der Wahl.

Das Thema Smart Grid wurde schon in einigen wissenschaftlichen Veröffentlichungen und Studien untersucht; Planern und Beratern im Bereich der Energie- und Gebäudetechnik fehlt es allerdings noch an Erfahrungen mit dieser Thematik. Um sich rechtzeitig in diesem innovativen Marktsegment positionieren zu können, müssen die relevanten Entwicklungen vorausgesehen und Handlungsoptionen abgeschätzt werden.

Ziel dieser Arbeit ist es, den Istzustand des Energiemarkts im Hinblick auf intelligente Marktmechanismen, insbesondere Lastmanagement, zu analysieren und bewerten. Weiterhin sollen Entwicklungen in diesem Marktsegment, soweit möglich, abgeschätzt werden, um daraus Handlungsempfehlungen ableiten zu können. Der Fokus liegt primär auf dem intelligenten Energiemarkt aus Sicht des Verbrauchers, die Betrachtung dezentraler Erzeugungsanlagen ist nicht Teil dieser Arbeit. In Kapitel 1 wird ein Überblick über die Thematik aufgestellt und verschiedene Definitionen und Konzepte erläutert. Kapitel 2 dient dazu, verschiedene Verbraucher und deren Potentiale im Rahmen von Laststeuermechanismen genauer zu betrachten. Anhand der Simulation eines Power-to-Heat-Systems soll in Kapitel 3 der gegenwärtige Markt auf Erlöspotentiale fle-

xibler Lasten untersucht werden. Schlussendlich sollen in Kapitel 4 zukünftige Entwicklungen abgeschätzt und bewertet werden, um auch den Einfluss des sich wandelnden Energiemarkts berücksichtigen zu können.

2 Smart Market

2.1 Begriffsdefinitionen

Eine Betrachtung der Thematik Smart Grids wird durch die Vielzahl an geläufigen Definitionen erschwert. Um eine zielführende Diskussion zu ermöglichen, gilt es, die Begrifflichkeiten klar abzugrenzen. Beispielsweise definiert die europäische Kommission Smart Grids wie folgt:

“A Smart Grid is an electricity network that can cost efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it - generators, consumers and those that do both - in order to ensure an economically efficient, sustainable power system with low losses and high levels of quality and security of supply and safety.“ [6]

Die Internationale Energieagentur berücksichtigt in ihrer Definition explizit digitale Messdatenerfassung:

“A smart grid is an electricity network that uses digital and other advanced technologies to monitor and manage the transport of electricity from all generation sources to meet the varying electricity demands of end-users. Smart grids co-ordinate the needs and capabilities of all generators, grid operators, end-users and electricity market stakeholders to operate all parts of the system as efficiently as possible, minimising costs and environmental impacts while maximising system reliability, resilience and stability.“ [7]

Von deutscher Seite definiert der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft ein Smart Grid als ein

“Energienetzwerk, welches das Verbrauchs- und Einspeise-Verhalten aller Marktteilnehmer, die mit ihm verbunden sind, integriert. Es stellt ein ökonomisch effizientes, nachhaltiges Versorgungssystem mit dem Ziel niedriger Verluste und hoher Verfügbarkeit dar.“ [8]

Gemeinsam ist all diesen Definitionen, dass Smart Grids als ein Energiesystem definiert werden, dass aktiv sowohl Energieerzeuger wie auch Verbraucher integriert. Integraler Bestandteil ist bei allen ein Vernetzungsgedanke, der das Zusammenwirken zwischen den einzelnen Teilnehmern in den Blickpunkt rückt. Dadurch werden allerdings unregulierte Marktvorgänge mit dem natürlichen Monopol des Netzes vermischt. Um eine differenziertere Diskussion zu ermöglichen, veröffentlichte die Bundesnetzagentur ein Eckpunktpapier, in dem zwischen *Smart Grid* und *Smart Market* unterschieden wird. Das Smart Grid umfasst die staatlich reglementierte Netzsphäre, der Smart Market den freien Energiemarkt. Diese Unterscheidung erlaubt es, Smart Grid Betrachtungen

von den zu integrierenden Strommengen zu entkoppeln und sich auf Kapazitätsfragen zu konzentrieren. Im Gegensatz dazu dreht sich der Smart Market um Energiemengen und -flüsse, die durch Marktakteure gehandelt, bereitgestellt und verbraucht werden. Die Grundlage des Smart Markets ist immer das Netz, welches eine dienende Rolle einnimmt.

Die Kapazitäten des Netzes begrenzen die handelbaren Energiemengen des Marktes. Im Gegenzug kann der Markt durch Verlagerung der Nachfrage die benötigte Kapazität reduzieren und somit zur Netzstabilität beitragen. Als entscheidend gilt die Frage, ob der Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage marktgetrieben oder durch die Netzbetreiber gesteuert werden sollte. Durch die klare Trennung zwischen Markt- und Netzsphäre können Netzbetreiber von der Finanzierung marktrelevanter, aber nicht netzdienlicher, Mechanismen ausgeschlossen werden. Der Aufbau eines Smart Markets sollte evolutionär durch einen stückweisen Umbau und Ertüchtigung der Verteilnetze erfolgen [vgl. 9, 10].

Im Zusammenhang mit Energiemärkten, insbesondere dem Lastmanagement, wird in der Fachliteratur häufig von *Demand Response* (DR) und *Demand Side Management* (DSM) gesprochen. Die begrifflichen Definitionen unterscheiden sich jedoch zum Teil erheblich. Als Definition von Demand Response wird beispielsweise Folgendes angegeben:

“DR refers to the active customer engagement requested by the grid operator to reduce demand when there is insufficient generation or transmission capacity to supply all load entities under normal or abnormal conditions.“
[11, S. 26]

In der Quelle wird weiterhin spezifiziert, dass der Abruf automatisch oder semi-automatisch erfolgt, der Anbieter also keinen direkten Eingriff in den Laststeuermechanismus hat. Demand Side Management wird häufig wie folgt definiert:

“The demand-side management (DSM) refers to conducting the load management activities by taking effective measures to promote the users to use power energy in a scientific and rational way, save energy, improve energy efficiency, optimize resources and protect the environment to achieve the electrical services at the lowest cost“ [12, S. 10].

Auch die internationale Energieagentur definiert Demand Side Management ähnlich:

“Demand Side Management (DSM) refers to all changes that originate from the demand side of the market in order to achieve large scale energy efficiency improvements by deployment and use of improved technologies and changes in end user behaviour or energy practices.“ [13, S. 29]

Im Gegensatz dazu definiert beispielsweise [14] Demand Side Management als Beeinflussung der Energienachfrage mit Hilfe fester Steuerungssignale, während Demand Response die Beeinflussung der zeitlichen Stromnachfrage durch flexible Tarife umfasst. Um im Rahmen dieser Arbeit Verwirrung vorzubeugen, gelten in diesem Kontext folgende Definitionen:

Demand Response ist die aktive Beeinflussung der Energienachfrage durch Steuerungssignale.

Demand Side Management ist die passive Beeinflussung der Energienachfrage durch preisbasierte Anreize.

Demand Response beschreibt also einen aktiven Zugriff externer Akteure, beispielsweise Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) oder Aggregatoren, auf die jeweiligen Anlagen. Passive Steuerungsmechanismen, primär variable Tarife, werden über den Begriff Demand Side Management abgedeckt. Gelegentlich findet sich der Begriff *Demand Side Integration* als Überbegriff für DR und DSM, er wird in dieser Arbeit aber nicht weiter aufgegriffen.

2.2 Rechtliche Rahmenbedingungen

Die Einführung eines Smart Markets erfordert das Schaffen entsprechender rechtlicher und politischer Rahmenbedingungen. Bereits heute werden intelligente Markt- und Netzmechanismen durch eine Reihe von Gesetzen, Richtlinien und Verordnungen beschrieben. Im Folgenden sind die wichtigsten Aspekte des derzeit gültigen rechtlichen Rahmens aufgeführt und zusammengefasst.

Als übergreifende Richtlinie ist die EU-Energieeffizienzrichtlinie anzuführen [15]. Darin wird eine Energieeinsparung von 20 % des Primärenergiebedarfs der Europäischen Union durch kumulierte nationale und europäische Anstrengungen angestrebt. In Artikel 44 wird explizit auf Laststeuerung als Mechanismus zur Verbesserung der Energieeffizienz eingegangen:

“Die Laststeuerung ist ein wichtiges Instrument zur Verbesserung der Energieeffizienz, da sie den Verbrauchern oder von ihnen benannten Dritten erheblich mehr Möglichkeiten einräumt, aufgrund von Verbrauchs- und Abrechnungsinformationen tätig zu werden.“

Es wird weiterhin in Artikel 45 angemerkt, dass die Bedingungen und der Zugang zu Laststeuerungsmechanismen verbessert werden sollen, speziell auch für kleine Endverbraucher. Ferner sollen gemäß Artikel 27 bis 2020 80 % der Stromverbraucher mit intelligenten Verbrauchserfassungssystemen ausgestattet werden. EU-Richtlinien haben für Mitgliedsstaaten einen verbindlichen Charakter, die genaue gesetzliche Umsetzung

bleibt den jeweiligen Staaten dabei selbst überlassen. Die Energieeffizienzrichtlinie bildet also die Grundlage für einen internationalen Ausbau von Lastmanagement, individuelle nationale Umsetzungen können sich jedoch, zum Teil erheblich, unterscheiden.

Regelungen zur Netzstabilität durch die Flexibilisierung der Angebotsseite finden sich im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Dort heißt es in § 9 Abs. 1, dass Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW mit technischen Einrichtungen zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung ausgestattet werden müssen [16, S. 10]. In diesem Kontext sind Anlagen nur solche mit Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern oder durch Kraftwärmekopplung. Die Abregelung erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen bei lokalen Netzengpässen basiert auf dieser gesetzlichen Grundlage. Derartige Maßnahmen werden als Einspeisemanagement bezeichnet; sie können sowohl auf Mittel- wie auch auf Höchstspannungsebene stattfinden. Durch diese Maßnahmen entsteht aber auch ein volkswirtschaftlicher und systemtechnischer Schaden, den es zu vermeiden gilt.

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wurde seit der ursprünglichen Veröffentlichung Dezember 1935 im Juli 2005 zum zweiten Mal novelliert [17]. Das Gesetz regelt den staatlichen Eingriff in das natürliche Monopol des Netzbetriebs. Bereits die erste Neufassung des Gesetzes vom November 1997 sorgte in der Energiewirtschaft durch die Umsetzung der EU-Richtlinie 96/92/EG zur Liberalisierung des Strommarkts für entscheidende Veränderungen [vgl. 18, 19]. Auch die derzeit gültige Version hat das Potential, die Entwicklung des Strommarktes nachhaltig zu beeinflussen.

In § 13 werden Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, Störungen oder Gefährdungen der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu beseitigen. Das kann durch marktbezogene Maßnahmen, wie dem Einsatz von Regelernergie, oder netzbezogene Maßnahmen, insbesondere durch Netzschaltungen, geschehen. Die zur Vorhaltung notwendigen Auslagen kann der Betreiber als angemessene Vergütung geltend machen [17].

Die konkrete Umsetzung dieses Paragraphen erfolgte durch die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV). Abschaltbare Lasten mit einer Mindestgröße von 50 MW können über die Internetplattform *www.regelleistung.net* in monatlichen Ausschreibungen versteigert werden. Die Ausschreibung erfolgt in Form von zwei Produkten mit unterschiedlichen Abrufprofilen zu je 1500 MW. Eine Vergütung der Anbieter erfolgt durch Arbeits- und Leistungspreise. Der Leistungspreis ist festgeschrieben mit 2500 €/MW [20]. Ursprünglich war die Verordnung auf den 01. Januar 2016 befristet, wurde aber bis zum Erscheinen einer Novelle im weiteren Verlauf von 2016 verlängert. Die durch die Leistungsvorhaltung bedingten Mehrkosten der Übertragungsnetzbetreiber werden über die Umlage für Abschaltbare Lasten gemäß § 18 AbLaV auf den Endverbraucher umgelegt. Im Jahr 2015 wurde dafür eine Umlage von 0,006 ct/kWh erhoben [21].

Im Energiewirtschaftsgesetz kommt in Zusammenhang mit einem Smart Market weiterhin § 14a besondere Bedeutung zu.

“Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben [...] Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung [...] ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen [...] zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird“ [17].

§ 14a bildet die Grundlage für eine intelligente Netzsteuerung zur Gewährleistung der Netzstabilität. Im Gegensatz zur AbLaV richtet sich dieser Paragraph an Lieferanten und Verbraucher im Verteilnetz, wohingegen die AbLaV vorwiegend Übertragungsnetzbetreiber anspricht. Die Umsetzung soll eine Rechtsordnung nach § 21i regeln. Bisher ist dies aber noch nicht geschehen. Vorschläge zur Konkretisierung des § 14a kommen aus der Wirtschaft, beispielsweise vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. Dieser sieht den Haupthinderungsgrund in der fehlenden oder unzureichenden messtechnischen Ausstattung entsprechender Verbrauchseinrichtungen. Er empfiehlt eine schrittweise Weiterentwicklung des bereits existierenden Systems von statischen Leistungsbegrenzungen hin zu einer flexibleren Lösung, die eine an die Netzsituation angepasste Abregelung erlaubt [22]. Weiterhin ist aus Sicht des bdeu die Einführung von Netzzustandsanalysen auf der Mittel- und Niederspannungsebene erforderlich, um Netzzustände kleinräumig zu erkennen.

Im § 40 werden Lieferanten außerdem dazu verpflichtet,

“für Letztverbraucher [...] einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zur [...] Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Tarife im Sinne von Satz 1 sind insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife“ [17, S. 70].

Diese Verpflichtung wird nur durch die technische Machbarkeit begrenzt. Durch eine angepasste Strompreisbildung soll das Verbrauchsverhalten netzstützend angepasst werden. Mit einer solchen Regelung werden auch Kleinstverbraucher, wie Einzelhaushalte, angesprochen.

Mit den vorliegenden Gesetzen und Verordnungen ist der Rahmen für eine aktive Teilnahme des Verbrauchers bereits in groben Zügen abgesteckt. Die Umsetzung erfordert allerdings noch eine Konkretisierung des Rechtsrahmens durch weitere Verordnungen und Richtlinien. Insbesondere das Schaffen von europaweit gültigen Industriestandards ist für eine flächendeckende Einführung von flexiblen Lasten von entscheidender Bedeutung.

2.3 Konzepte für einen Smart Market

Die Strukturen des deutschen Strommarkts stammen noch aus Zeiten streng vertikal hierarchisch organisierter Abläufe. Sich im Entstehen befindende Markttrollen müssen

zuerst in diesem unflexiblen System positioniert werden. In Abbildung 2 ist die Einordnung von Demand-Response-Anbietern in die derzeitige Struktur der Energiewirtschaft dargestellt. Der Aggregator als Intermediär zwischen Anbieter und sonstigen Marktakteuren ist in ein komplexes Geflecht an bilateralen Beziehungen eingebunden. Wohingegen in anderen Ländern, wie Frankreich, Rahmenverträge nur zwischen Aggregator und Übertragungsnetzbetreiber geschlossen werden, müssen in Deutschland Vertragsbeziehungen zu vier Drittparteien aufgenommen werden.

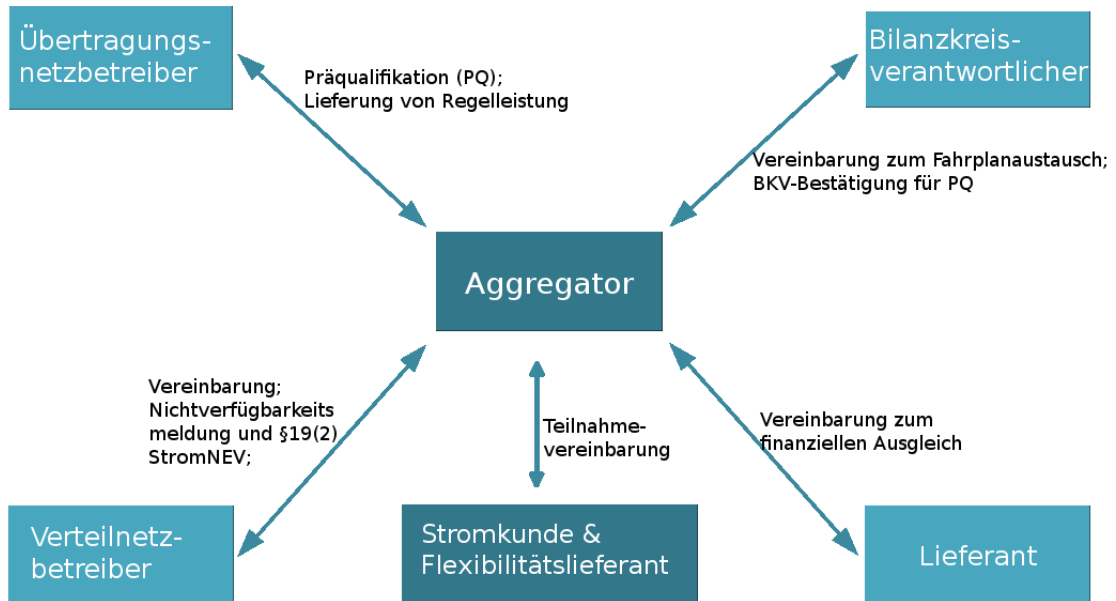


Abbildung 2: Demand Response in der heutigen Struktur der Energiewirtschaft (eigene Darstellung nach [23])

Diese Strukturen werden durch ein Netz aus Normen, Richtlinien, Gesetzen und Verordnungen gestützt. In Deutschland sind Markthemmnisse primär regulatorischer Natur. Die Etablierung eines intelligenten Energiemarkts, der Verbrauchern eine Vermarktung ihrer Flexibilität ermöglicht, erfordert somit grundsätzlich tiefgreifende Anpassungen der Rahmenbedingungen. Die Diskussion um Art und Intensität dieser Anpassungen ist derzeit von regem Diskurs geprägt.

Vorschläge wie die Errichtung eines Kapazitätsmarktes oder der Gestaltung einer europaweit einheitlichen Preiszone werden kontrovers diskutiert. Die Betrachtung der Aussagen ausgewählter Akteure erlaubt eine Abschätzung der künftigen Entwicklungen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) ist für die Gesetzgebung im Energiesektor zuständig. Veröffentlichungen des BMWi können somit als guter Indikator für zukünftige Entwicklungen gewertet werden. Im Zusammenhang mit der Diskussion um die Novellierung des EnWG veröffentlichte das BMWi ein Weißbuch, das den *Strommarkt 2.0*, den Energiemarkt der Zukunft, beschreibt. Einer der Bausteine zur Weiterentwicklung des bestehenden Strommarkts soll die verstärkte Integration von Flexibilitätsoptionen sein.

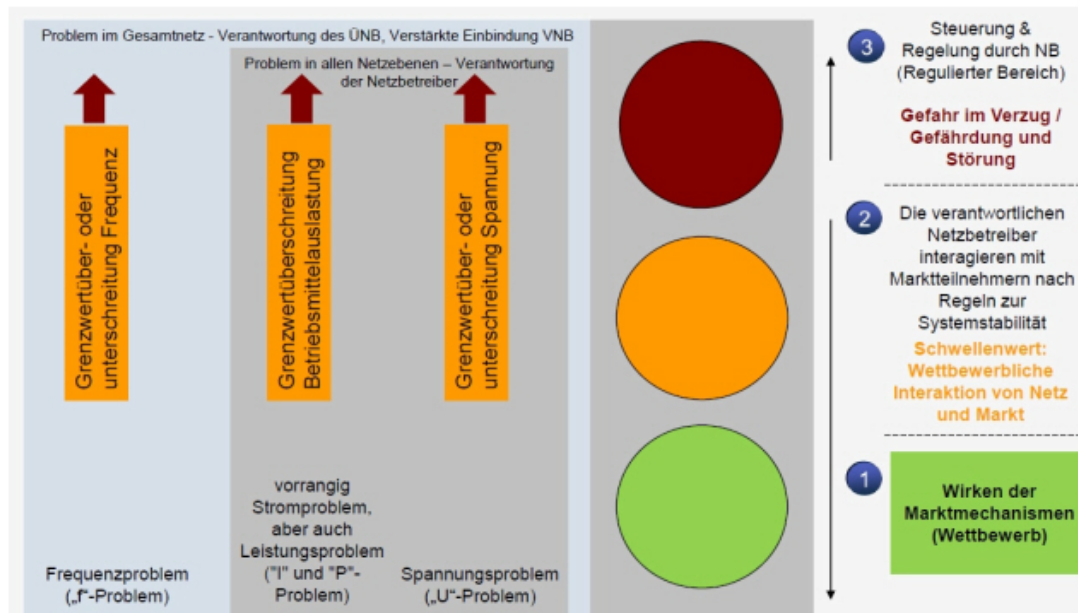


Abbildung 3: Strommarktampel des BDEW (aus [26])

Der gezielte Abbau von Eintrittsbarrieren für Aggregatoren in den Regelleistungsmarkt soll die Vermarktung von Lastmanagement vereinfachen. Ein möglicher Schritt in diese Richtung wäre beispielsweise das Absenken der Präqualifikationsanforderungen auf dem Regelleistungsmarkt, um kleineren, flexiblen Anlagen einen Marktzugang zu ermöglichen. Die Vorhaltung von Regelleistung soll ursachengerecht erfolgen, indem entstehende Kosten zumindest teilweise über die Ausgleichsenergiepreise an den Bilanzkreisverantwortlichen weitergegeben werden. Tendenziell sollen Bilanzkreisverantwortliche dazu bewegt werden, eher am Intraday-Handel teilzunehmen, anstatt Regelleistung zu beanspruchen. Auch die Netzentgelterleichterung von Großverbrauchern soll künftig ein flexibleres Abnahmeverhalten fördern. Denkbar wäre dies beispielsweise durch die Festlegung von Hochlastzeitfenstern, in denen Verbraucher ihr Verhalten an die Netzsituation anpassen können [24].

Eine Anpassung des Rechtsrahmens soll gemäß der *10-Punkte-Energie-Agenda* durch eine Novellierung des EnWG bis zum August 2016 erfolgen [25]. Auf politischer Ebene ist die Notwendigkeit einer Flexibilisierung des Strommarkts erkannt worden. Die Interaktion zwischen Netz- und Marktebene erfolgt derzeit noch unilateral, die Nachfrage bestimmt das Erzeugungsangebot. Ein intelligenter Markt erfordert jedoch das Zusammenspiel zwischen unregulierten Marktteilnehmern und regulierten Netzakteuren.

Im Rahmen eines Fahrplans zur Integration von Smart Grids stellt der BDEW ein richtungsweisendes Konzept vor, das diese Beziehung künftig regeln könnte: die Strommarkt-Ampel. Mittels dreier definierter Netzzustände soll das Zusammenwirken marktrelevanter und gesetzlich regulierter Rollen geregelt werden.

Im jetzigen System treten zwei dieser Netzzustände auf: Die Grüne Ampelphase ist der Normalzustand, die Marktphase. Es besteht keine Gefährdung der Netzstabilität, Marktprodukte können ohne Einschränkungen angeboten werden. Die Aufgaben des Netzbetreibers beschränken sich auf das Beobachten des Netzzustandes, er greift nicht in den Markt ein. Sollte eine unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität auftreten, so tritt das Netz in die rote Ampelphase, der Netzphase. Der Netzbetreiber greift unmittelbar steuernd ein, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dabei können Abschaltmaßnahmen oder die Abregelung von erneuerbaren Erzeugern zum Einsatz kommen. Da sich systemgefährdende Situationen meist auf mehrere Netzgebiete erstrecken, ist in dieser Phase eine Zusammenarbeit zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern erforderlich. Um ein verbessertes Zusammenspiel zwischen Marktteilnehmern und Netzbetreibern zu ermöglichen, plädiert der BDEW für die Einführung einer dritten, gelben Ampelphase, der Interaktionsphase. Im Falle eines potentiellen Netzengpasses greift der Netzbetreiber auf am Markt angebotene Flexibilität zu. Der Markt kann ohne Zwangseingriffe uneingeschränkt weiter stattfinden und ein Abruf von Entlastungsmaßnahmen findet gemäß Vereinbarungen mit Aggregatoren und Lieferanten ab. In Abbildung 3 sind die beschriebenen Zustände abgebildet.

Dieser dritten Netzphase würde im Smart Market eine entscheidende Bedeutung zukommen, da sie eine Verknüpfung zwischen unregulierten Marktmechanismen und regulierten Netzmaßnahmen ermöglicht. Idealerweise können Marktteilnehmer den ortsgebundenen Bedarf nach Flexibilität komplett durch marktgesteuerte Maßnahmen decken. Bereits heute finden sich Rahmenbedingungen für die grüne und rote Phase in EnWG und EEG. Für die Einführung der gelben Phase fehlen jedoch noch die notwendigen rechtlichen Grundlagen, die Entwicklung des erforderlichen rechtlichen und regulatorischen Rahmens wird in Zukunft geschehen müssen [vgl. 26, 8].

Die Veränderungen auf dem Energiemarkt führen zur Wandlung bereits etablierter Marktrollen und dem Auftreten neuer Akteure. Auf Grund divergierender Partikularinteressen kann es dabei durchaus zu Zielkonflikten der einzelnen Marktrollen kommen: Ein Stromproduzent kann beispielsweise einen optimierten Vertrieb an der Strombörse verfolgen, wohingegen der Verbraucher sich durch Energieeffizienzmaßnahmen verringerte Energiebezugskosten erhofft.

Die klassische Rolle des Energieverbrauchers wandelte sich in den vergangenen Jahren immer weiter weg vom klassischen Endkunden, hin zum Prosumer, einer Wortschöpfung aus Producer und Consumer. Dieser verkörpert den Letztverbraucher, der durch dezentrale Erzeugungsanlagen, beispielsweise eines Blockheizkraftwerks oder auf dem Dach installierter Photovoltaik-Module, zugleich auch zum Stromproduzenten wird. Die Etablierung dieses Marktakteurs fordert ein Umdenken von den Stromversorgern: Der Endkunde kann nicht mehr nur als reiner Abnehmer betrachtet werden. Bisher verkörperte der Letztverbraucher ein traditionelles Geschäftsmodell: Er vergütete die Bereitstellung von Versorgungsdienstleistungen mit Umsatz. Mit dem Prosumer wer-

den sich in Zukunft jedoch bilaterale Geschäftsbeziehungen ausbilden müssen: Der Endkunde wird zum aktiven Marktakteur, der sowohl Eigenverbrauch als auch Einspeisung beeinflussen kann. Diese Wandlung erfordert nicht nur ein Umdenken des Versorgers, auch der Prosumer muss sich aktiv mit seiner Rolle im Energiemarkt auseinandersetzen. Bisher funktionierte die Bilanzierung der Endverbraucher meist mittels einer monatlichen oder jährlichen Abrechnung. Durch Einführung geeigneter Informationsangebote kann er gezielt in seinem Verhalten angesprochen werden. Verhaltensänderungen werden hauptsächlich durch ökonomische Anreize gesteuert, der Kunde profitiert im liberalisierten Strommarkt von der Vielzahl an Anbietern. Die EEG Novelle 2014 machte mit der Einführung des Marktprämienmodells zur Direktvermarktung von EEG-Strom einen ersten Schritt zur Emanzipierung des Kunden zum Prosumer [16]. Auch eine Etablierung von Laststeuerungsmechanismen wird die Wandlung vom reinen Verbraucher zum Prosumer weiter vorantreiben [vgl. 14, 27].

Um auch kleinen Verbrauchern die Vermarktung ihrer Flexibilitäten zu ermöglichen, müssen die Einzelanlagen gesammelt und zusammengefasst vermarktet werden. Als Intermediär zwischen Anbieter und Netzbetreiber funktionieren Aggregatoren, die einen Pool an flexiblen Kapazitäten verwalten und als virtuelles Kraftwerk vermarkten. Sie vermitteln zwischen Netzbetreiber und Flexibilitätsanbieter und steuern die zum Aggregieren notwendigen Softwarelösungen bei. Idealerweise hat der Anbieter keinen direkten Kontakt zum Betreiber und umgekehrt. Der Netzbetreiber kann nur dann Leistungsbegrenzungen anfordern, wenn ihm der Netzzustand innerhalb des Netzgebiets bekannt ist. Momentan ist dies nur auf Ebene von HS/MS-Umspannstationen der Regelfall. Folglich macht auch nur auf diesen Ebenen eine Aggregation Sinn [22]. Es ist jedoch sinnvoll, auch auf niedrigeren Spannungsebenen Aggregationsmöglichkeiten zu etablieren, um einen örtlichen Ausgleich von Netzrestriktionen zu ermöglichen. Dafür ist es erforderlich, dass die Mess-Infrastruktur auch auf diesen Ebenen großflächig verbessert wird, beispielsweise durch den Einsatz von Smart Metern in Privathaushalten oder die Überwachung von NS/MS-Umspannstationen.

Bisher ist die Marktrolle des Aggregators noch nicht festgelegt, sein Verhältnis zum Bilanzkreisverantwortlichen noch nicht geklärt. Auch ist unklar, welche Marktteilnehmer die Aggregatorenrolle übernehmen könnten. Die bereits auf dem Markt befindlichen Anbieter haben sich in der Mehrzahl nicht aus den etablierten Energieversorgern gebildet. 2010 entstand als erster Aggregator auf dem deutschen Markt das Startup-Unternehmen *Entelios*. Bis zur Übernahme durch *EnerNoc* im Jahr 2014 hatte es bereits 4 GW an Sekundärregelleistung aggregiert. Grundvoraussetzung für eine Aggregation ist eine leistungsfähige Software, die Erzeugungsanlagen, Speicher und flexible Lasten erfassen, steuern und in Echtzeit auf Signale des Netzbetreibers reagieren kann. In Folge ist es für den Aggregator notwendig, Server mit hoher Verfügbarkeit anzumieten oder zu betreiben. Zusätzlich zu den damit verbundenen Kosten kommt die Zertifizierung des Anbieters als Gateway Administrator. Die Kosten für eine einmalige

Zertifizierung als Gateway Administrator können von 300 T€ bis 400 T€ reichen, mit einem jährlichen Audit, der bis zu 200 T€ kosten kann [14, S. 225]. Für neue Anbieter gestaltet sich ein Markteintritt schwierig, besonders wenn man die Schwierigkeiten bei der Kundenakquise berücksichtigt.

In der Diskussion über die Umgestaltung des Energiemarkts herrscht der Konsens, dass diese Wandlung evolutionär erfolgen sollte [vgl. 14]. Die Umstellung von Marktprozessen kann nicht von einem Tag auf den nächsten geschehen, sie muss koordiniert und schrittweise erfolgen. Der BDEW liefert ein Beispiel für die erforderlichen Schritte im Rahmen der *Roadmap für Smart Grids* [26]. In zehn Schritten, gegliedert in Aufbau-, Etablierungs- und Marktphase, sollen die notwendigen Voraussetzungen für ein Smart Grid geschaffen werden. Eine Etablierung flexibler Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten soll allerdings erst im letzten Schritt erfolgen, zuvor müssen erst noch rechtliche und normative Grundlagen geschaffen und am Markt getestet werden.

Neben dem Öffnen bestehender Märkte erfordert eine erfolgreiche Integration flexibler Lasten auch das Schaffen neuer Produkte und Vermarktungsoptionen. Mit dem jetzigen Kenntnisstand lassen sich sechs Möglichkeiten zur Vermarktung flexibler Lasten identifizieren:

Spitzenlastreduktion

Großverbraucher zahlen in Deutschland Leistungspreise analog zur Höhe der Anschlussleistung. Eine Reduktion der Spitzenlast kann Leistungspreis und damit Strombezugskosten verringern.

Handel am Spotmarkt

Elektrische Energie wird an den Energiebörsen *EEX* und *EPEX Spot* in stündlicher und viertelstündlicher Auflösung gehandelt. Die Nachfrage spiegelt sich im Verlauf der Börsenpreise wieder. Eine verstärkte Marktdurchdringung erneuerbarer Energien verursacht durch deren niedrige Grenzkosten einen Kostendruck auf die Merit Order. Durch eine Verlagerung der Nachfrage in Zeitblöcke niedriger Marktpreise haben Betreiber flexibler Lasten die Möglichkeit, ihre Energiebezugskosten zu reduzieren.

Bilanzkreismanagement

Prognoseabweichungen eines Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) führen im Normalfall zum Abruf von Regel- und Ausgleichsenergie, welche an den Übertragungsnetzbetreiber vergütet werden muss. Ein Zugriff des BKV auf flexible Lasten innerhalb seines Bilanzkreises erlaubt es ihm, Prognosefehler lokal und selbstständig auszugleichen, sodass eine Involvierung des Übertragungsnetzbetreibers vermieden werden kann.

Einspeisemanagement

Die Abregelung erneuerbarer Energien im Falle von Netzengpässen gemäß EEG

sorgt für einen hohen volkswirtschaftlichen Schaden. Zuschaltbare Lasten in der gleichen Netzzone haben das Potential, die abzuregelnde Energie zu verringern und somit den systemtechnischen Nutzen zu erhöhen.

Netzengpassmanagement

Übertragungsnetzbetreiber sind im Falle lokaler Netzengpässe verpflichtet, durch netz- und marktbezogene Maßnahmen die Netzstabilität zu wahren. Durch den Abwurf flexibler Verbraucher können Engpässe beseitigt und die Stabilität gewahrt werden.

Regelleistungsmarkt

In Deutschland hat sich ein Markt für Systemdienstleistungen zur Frequenzhaltung herausgebildet. Am Regelleistungsmarkt werden kurzfristig abrufbare Kapazitäten angeboten, die Bilanzungleichgewichte kompensieren sollen. Zu- und Abschalten flexibler Verbraucher und Erzeuger kann zur Wahrung der Netzfrequenz beitragen.

Die oben aufgeführten Vermarktungsoptionen sind aktuell jedoch nur zum Teil möglich. Netzengpassmanagement wurde beispielsweise schon in Form der AbLaV etabliert, Einspeisemanagement ist hingegen noch nicht möglich. Je mehr Vermarktungsmöglichkeiten für flexible Lasten geschaffen werden, desto größer fällt der systemdienliche Nutzen dieser Flexibilitäten aus.

2.4 Regelleistungsmarkt

In Deutschland ist jeder Energieverbraucher einem virtuellen Bilanzkreis zugeordnet. Jeder Bilanzkreis wird von einem Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) verwaltet. Die Aufgabe des BKV ist es, für einen Ausgleich zwischen Energieerzeugung und -verbrauch zu sorgen. Der BKV prognostiziert für jede viertelstündliche Bilanzierungsperiode die Einspeisung und Entnahme in seinem Bilanzkreis und beschafft Energiemengen zur Deckung des Bedarfs. Diese Prognosen erfolgen für Haushalts- und Gewerbekunden mittels Standardlastprofilen, lediglich Industriekunden mit einem Verbrauch über 100000 kWh haben eine registrierende Leistungsmessung. Durch Prognoseabweichungen kann es zu Ungleichgewichten kommen. Die Summe der Ungleichgewichte aller Bilanzkreise in einer Regelzone entspricht dem Bilanzungleichgewicht der Regelzone, das durch den Einsatz von Regelenergie ausgeglichen werden muss. Die zur Deckung des Ungleichgewichts benötigte Energiemenge wird dem BKV als Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt. Über den Ausgleichsenergiepreis werden dem BKV die durch den Einsatz von Regelenergie bedingten Kosten vom Übertragungsnetzbetreiber übertragen. Der Ausgleichsenergiepreis ist bundesweit gleich, die Übertragungsnetzbetreiber bilden somit eine Solidargemeinschaft, in der Regelenergie verursachergerecht eingesetzt wird.

Bilanzungleichgewichte äußern sich in Frequenzschwankungen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit müssen die eingebundenen Erzeugungseinrichtungen geregelt werden. Die technischen Rahmenbedingungen werden von der *Union for the Coordination of Transmission of Electricity* (UCTE) gestellt. Sie ist für die Koordination des kontinentaleuropäischen Netzverbundes zuständig, sie umfasst die Übertragungsnetzbetreiber von 23 Mitgliedsländern. Die Netzfrequenz von 50 Hz steigt bei Überspeisung und sinkt bei Unterspeisung. Bei geringen Abweichungen um maximal 200 mHz findet der Frequenzausgleich durch die Trägheit der Schwungmassen am Netz statt. Sobald jedoch der Grenzwert von 50,02 Hz bzw. 49,98 Hz über bzw. unterschritten wird, findet eine automatische Aktivierung der Regelenenergiemechanismen statt. Ein Regelleistungabruf ist in drei Qualitäten gegliedert: Primär, Sekundär und Tertiärregelleistung.

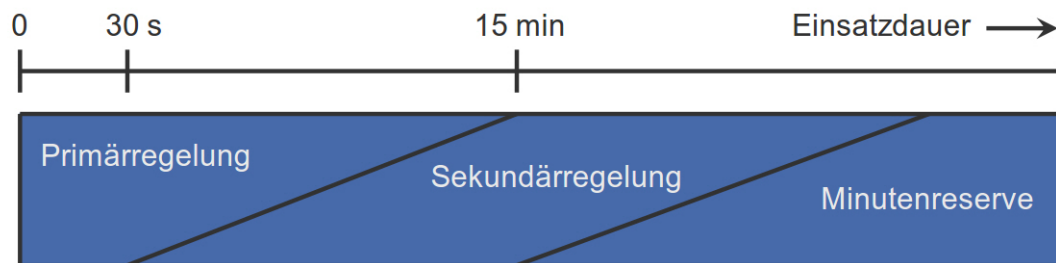


Abbildung 4: Abruf Regelleistung (aus [28])

Der Abruf erfolgt wie in Abbildung 4 dargestellt. Zuerst wird die Primärregelung (PRL) aktiviert, deren Aufgabe die schnellstmögliche Stabilisierung der Frequenz ist. Die Aktivierung erfolgt autonom proportional zur Abweichung von der bundesweit identischen Netzfrequenz. Somit ist keine zentrale Regeleinrichtung notwendig; die Erfassung erfolgt durch viele dezentrale Regeleinrichtungen, wie den Turbinendrehzahlreglern in Kraftwerken. Gemäß den Präqualifikationsanforderungen muss die Erbringung der vollen Regelleistung innerhalb von 30 Sekunden erfolgen und über die Angebotsdauer von 15 Minuten gehalten werden. Die Mindestangebotsgröße für PRL beträgt 5 MW, wobei das Angebot symmetrisch sein muss: Es muss stets die gleiche Menge positiver wie negativer Regelleistung vorgehalten werden. Aufgrund der proportionalen Regelung kommt es jedoch zwangsläufig zu einer bleibenden Regelabweichung, die Aufgabe der PRL ist lediglich, die Frequenz in einem neuen Arbeitspunkt zu stabilisieren. Aufgrund der kurzen Aktivierungsdauer sind in Deutschland für die PRL besonders thermische Großkraftwerke vorgesehen, die durch das Anpassen des Dampfstroms eine schnelle Leistungsänderung bewirken können. Bei der Primärregelung wird nur die reine Leistungsvorhaltung durch die wöchentlichen Ausschreibungen vergütet, für den Abruf können keine Kosten geltend gemacht werden.

Die Rückführung auf den Sollwert geschieht mittels der Sekundärregelung (SRL). Eine Aktivierung erfolgt im Gegensatz zur PRL nur in der betroffenen Regelzone, die

Detektion geschieht durch den Leistungs-Frequenz-Regler des jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber. Sofern es die Netzkapazitäten erlauben, findet eine Regelleistungsaktivierung zur Kostenoptimierung auch außerhalb der betroffenen Regelzone statt. Im Rahmen der Präqualifikationsanforderungen muss die volle Leistung der SRL innerhalb von 5 Minuten zur Verfügung stehen. Die Ausschreibung mit einer Mindestangebotsgröße von 5 MW erfolgt wöchentlich und asymmetrisch für zwei Zeitscheiben, Hochtarif und Niedertarif.

Beim Eintreten größerer Prognoseabweichungen oder dem Ausfall eines Kraftwerks werden langfristig Reserven benötigt, deren Vorhaltung als SRL aufgrund der hohen technischen Anforderungen nicht wirtschaftlich ist. In diesem Fall kommt es zum Abruf der Tertiärreserve, häufig auch Minutenreserve (MRL) genannt. Die Anforderungen an MRL sind geringer als bei der SRL, ein Aktivierungszeitraum von 15 Minuten reicht aus. Die Ausschreibung erfolgt täglich in 6 Zeitscheiben zu je 4 Stunden mit einer Mindestangebotsgröße von 5 MW. Der Abruf wurde ursprünglich fallweise vom verantwortlichen ÜNB entschieden, inzwischen erfolgt die Aktivierung elektronisch über einen MOL-Server, der die *Merit Order Liste* (MOL) verwaltet.

Die Teilnahme am Regelleistungsmarkt setzt eine erfolgreiche Präqualifikation der Anlage voraus. Zum Erlangen dieses Nachweises muss der Anbieter dem Übertragungsnetzbetreiber beweisen, dass die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendigen Anforderungen erfüllt werden. Um die Mindestangebotsgröße zu erreichen und auch kleinere, flexible Anlagen am Markt zu platzieren, findet speziell im Bereich der Sekundär- und Tertiärregelung häufig die Vermarktung mehrerer zusammengefasster Einzelanlagen statt, dem sogenannten Pooling. In Deutschland muss jede technische Einheit im Pool einzeln präqualifiziert werden. Eine Ansteuerung erfolgt durch ein Einzelsignal des Übertragungsnetzbetreiber, welches der Poolanbieter eigenständig aufteilt. Mindestkriterien für eine Poolung, die nach [29, S. 10] alle Regelqualitäten gemeinsam haben, sind

- Messbarkeit der flexiblen Stromlast am Netzanschlusspunkt, so dass Schaltungen der Stromlast im Gesamtlastgang identifiziert werden können
- Angabe des aktuellen sowie prognostizierten vorausseilenden Arbeitspunktes der nächsten 15 Minuten
- Versehen der flexiblen Stromlast mit einem Steuerungskonzept, das bei einem Abruf ein Gegensteuern durch andere, redundante Anlagen sicherstellt

Neben diesen allgemeinen Anforderungen sind auch spezifische technische Kriterien, wie die Begrenzung des Überschwingens oder einem Mindestgradienten der abrufbaren Leistung zu erfüllen. Als Teil des Präqualifikationsverfahrens muss jede Anlage bei einer Testfahrt nachweisen, dass sie die angebotene Leistung innerhalb der erforderlichen Zeit abrufen kann. Dazu werden Rampenfunktionen in Doppelhöckerform vorgegeben,

welche die Anlage abfahren muss. In Abbildung 5 ist ein Muster-Betriebsprotokoll für die Sekundärregelung dargestellt.

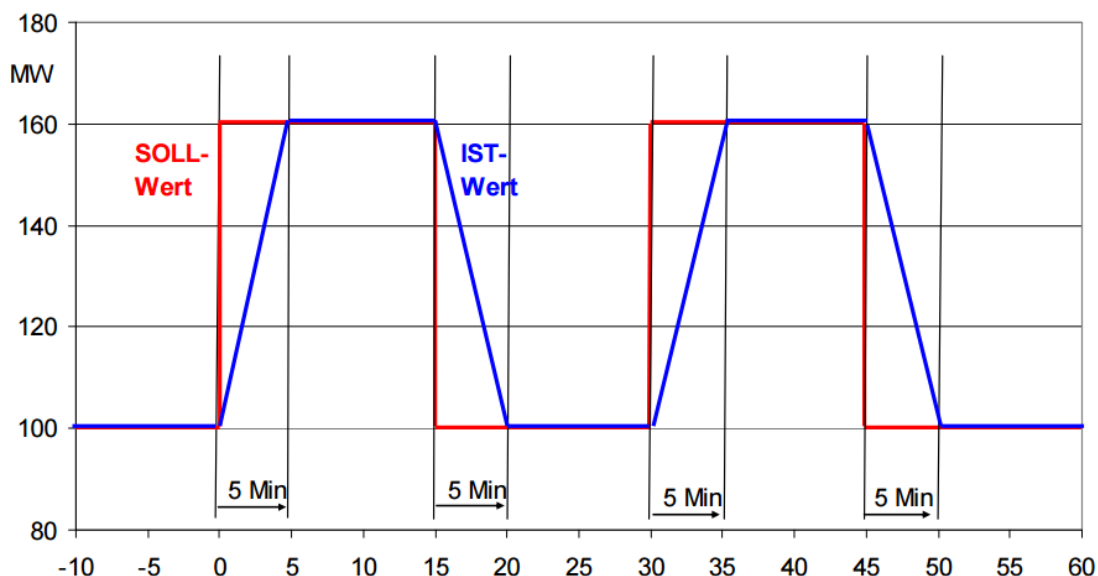


Abbildung 5: Darstellung eines Muster-Betriebsprotokolls für SRL (aus [30, S. 27])

Zur Optimierung der Vorhaltung und des Einsatzes von Regelleistung schlossen sich die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Dezember 2008 zu einem Netzregelverbund (NRV) zusammen. Ziel des NRV ist es, die technischen und wirtschaftlichen Einsatzbedingungen durch eine intelligente Kommunikation zwischen den Frequenzreglern zu optimieren. Im Falle von Netzengpässen erlaubt der NRV Abweichungen von der Merit Order, um die Netzstabilität zu sichern. Der Netzregelverbund funktioniert nach folgenden vier Modulen:

1. Vermeidung gegenläufiger Regelleistungsaktivierung
2. Gemeinsame Regelleistungsdimensionierung
3. Gemeinsame SRL-Beschaffung
4. Kostenoptimale Regelleistungsaktivierung

Mithilfe des NRV lassen sich auch internationale Optimierungspotentiale ausnutzen, dazu ist besonders die Erweiterung des Modul 1 um ausländische Regelzonen von Bedeutung. In Folge traten seit Oktober 2011 die Regelblöcke Dänemark, Niederlande, Schweiz, Tschechien, Belgien und Österreich bei. Die Kooperation mit ausländischen Übertragungsnetzbetreibern hat dabei keinen Einfluss auf die Höhe der in Deutschland beschafften Regelleistung. Der internationale Netzregelverbund (IGCC - International Grid Control Cooperation) bilanziert die Leistungsungleichgewichte in den Regelzonen. Sollten nationale Optimierungspotentiale ausgeschöpft sein, erfolgt ein internationaler

Austausch von Regelenergie. Durch diesen Abgleich muss keine zusätzliche Regelenergie abgerufen werden, sodass den Übertragungsnetzbetreibern Kosten vermieden werden [vgl. 31].

Regelleistung wird über das Internetportal *www.regelleistung.net* von den vier Übertragungsnetzbetreibern ausgeschrieben [31]. Jeder Anbieter muss Angebotsgröße, Arbeitspreis und Leistungspreis angeben. Die ausgeschriebene Kapazität an PRL wird innerhalb des Netzregelverbundes durch die UCTE koordiniert. Aktuell ist für den kontinentaleuropäischen Netzregelverbund PRL in Höhe von 3000 MW vorzuhalten. Jede Regelzone muss von diesem Gesamtbedarf Leistung analog zu ihrem Anteil an der gesamten Stromerzeugung im Verbund vorhalten. Derzeit ist das bei Deutschland eine Kapazität von 568 MW [28]. SRL und MRL werden in Deutschland mittels eines probabilistischen Bemessungsverfahrens dimensioniert. Die Kapazitäten werden so gewählt, dass über das Jahr verteilt im statistischen Mittel nicht mehr als vier Stunden mit unzureichender Reservevorhaltung auftreten. Die vorzuhaltende Kapazität wird für jeweils ein Quartal festgelegt. Für die Vergabe wird aus allen Angeboten eines Produktes eine Merit Order¹ der Leistungspreise gebildet und die ausgeschriebene Kapazität vergeben. Der höchste noch vergebene Leistungspreis wird als Grenzleistungspreis bezeichnet, der Niedrigste als Effizienzpreis. Bei einem Regelleistungsabruf erfolgt die Vergabe *pay-as-bid*, Angebote werden in Reihenfolge einer Merit Order der Arbeitspreise vergeben. Da hauptsächlich der Arbeitspreis über einen Abruf entscheidet, wird er von vielen Anbietern zur taktischen Steuerung der Abrufshäufigkeit genutzt. Wenn eine Anlage beispielsweise hohe Grenzkosten für den Einsatz als flexible Kapazität aufweist, könnten sich die mittleren abgerufenen Arbeitspreise nicht rechnen. Durch das Anbieten eines hohen Arbeitspreises kann in diesem Fall die Einsatzwahrscheinlichkeit minimiert werden, sodass Erlöse nur durch den Leistungspreis erwirtschaftet werden.

Der Anbieter von Regelleistung befindet sich nach Abschluss eines Rahmenvertrags mit dem Übertragungsnetzbetreiber in der Erbringungspflicht. Er ist verpflichtet, die angebotene Leistung auch tatsächlich vorzuhalten und im Abruffall einzusetzen. Bei Nichterbringung werden die Leistungsentgelte mengen- und zeitanteilig gekürzt. Höhere Gewalt oder äußere Umstände, deren Beseitigung nicht möglich oder zumutbar ist, gelten allerdings als legitime Begründungen, um temporär die vertraglichen Verpflichtungen ruhen zu lassen. Eine wiederholte, unvollständige Erbringung kann zu einer Vertragsstrafe des Zehnfachen des Kürzungsbetrages führen. Es ist dem Netzbetreiber auch möglich, bei mehrmaligem Nichterbringen der geforderten Vorhaltung dem Anbieter die Präqualifikation zu entziehen [31]. Ziel dieser Penalitäten ist es, die Erbringung der systemkritischen Versorgungsleistungen zu garantieren.

¹englisch für Reihenfolge der Leistung

2.5 Lastmanagement in Europa

Die Energieeffizienz-Richtlinie der europäischen Union gibt schon einen Hinweis darauf, dass Lastmanagement auch im internationalen Raum von Bedeutung ist.

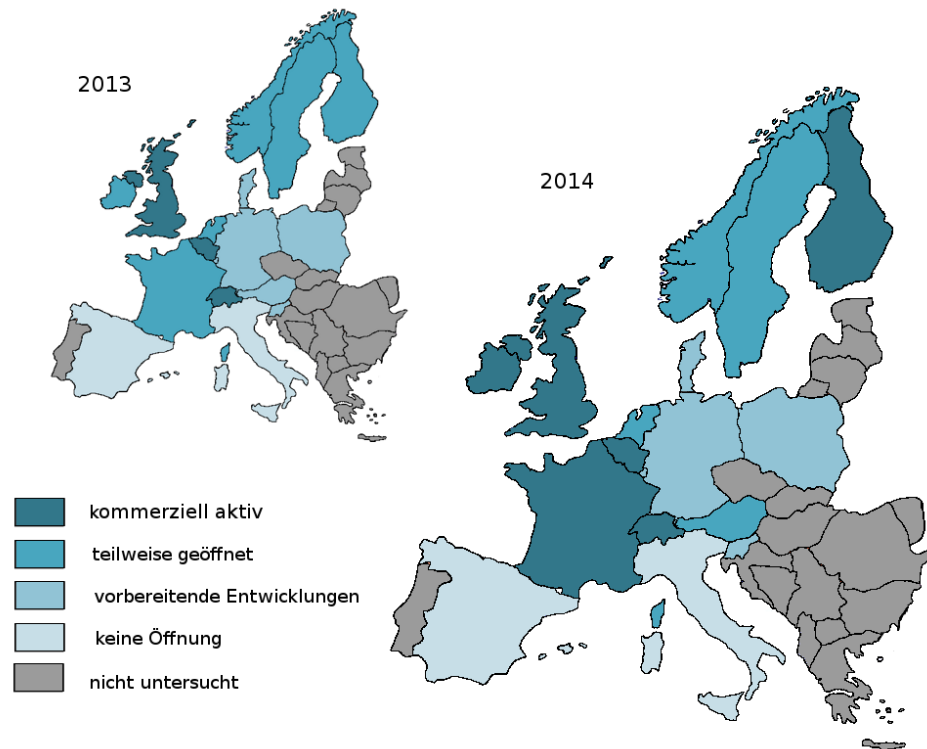


Abbildung 6: Lastmanagement in Europa [32]

In Abbildung 6 ist die Entwicklung von Demand Response im europäischen Raum aufgetragen. Innerhalb eines Jahres erfolgte die Öffnung dreier Länder für Lastmanagement-Mechanismen, einzig Spanien und Italien sind in Mitteleuropa unbeteiligt. Bei allen anderen Ländern wurden Demand-Response-Verfahren entweder bereits eingeführt, oder werden momentan noch geprüft. Die in den einzelnen Staaten vorherrschenden Rechtsrahmen bilden den Nährboden für eine Pluralität an Anwendungsmöglichkeiten. Eine Untersuchung der Gegebenheiten in den einzelnen Ländern erlaubt es, Rückschlüsse über die Übertragung mancher Maßnahmen auf den deutschen Markt zu ziehen. Eine externe Perspektive hat außerdem das Potential, Schwachstellen im deutschen System aufzuzeigen. Im Folgenden wird der Stand von Demand Response exemplarisch an den Beispielen Frankreich und Dänemark aufgezeigt, wobei besonders der Vergleich mit den deutschen Strukturen angestrebt wird.

2.5.1 Dänemark

Bereits in den 1980er Jahren begannen in Dänemark Bemühungen, das dortige Energienetz hin zu einer dezentralen Erzeugungsstruktur zu transformieren. Inzwischen wird

der Strombedarf größtenteils durch Erzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gedeckt. Das zweite Standbein der dänischen Stromerzeugung ist die Windkraft. Im Jahr 2015 wurden bereits 42 % des Bruttostromverbrauchs durch Windkraftanlagen bereitgestellt, bis 2020 sollen es 50 % werden [33]. Die Wärmeabnahme der KWK-Anlagen erfolgt durch großflächige Wärmenetze, die zusätzlich von Heizkesseln befeuert werden. Neben fossiler Wärmebereitstellung wird ein Teil der Wärme durch Power-to-Heat-Maßnahmen erzeugt, 2014 waren schon 360 MW an Elektrodenheizkesseln am Netz. Der wärmegeführte Betrieb von KWK-Anlagen sowie die dargebotsabhängige Einspeisung der Windkraftanlagen führen zu einem hohen Bedarf an Ausgleichsenergie, der durch Laststeuermaßnahmen und flexible dezentrale Erzeugungsanlagen gedeckt wird [vgl. 34, 33].

Der Regelleistungsmarkt hat sich in seiner Struktur an die Anforderungen angepasst. Verglichen mit Deutschland sind die Anforderungen für eine Teilnahme an der Primärregelung niedrig gehalten: Eine Mindestangebotsgröße von 300 kW und ein asymmetrisches Produkt verringern die Markteintrittsbarrieren für kleinere Anlagen. In Kombination mit der staatlichen Förderung von Elektroheizkesseln hat diese Entwicklung dazu geführt, dass inzwischen die gesamte negative PRL mittels Power-to-Heat erbracht wird. Ein Bedarf an Sekundärregelleistung ist in Dänemark fast nicht vorhanden, 2014 fand für die Regelzone Dänemark West, welche das Festland umfasst, überhaupt keine Ausschreibung von Sekundärregelleistung statt. Die Markteintrittsbarrieren sind aber auch hier niedriger als in Deutschland, speziell die geringere Mindestangebotsgröße und stündliche Zeitscheiben vereinfachen den Markteintritt von kleinen Anlagen. Eine Ausschreibung von negativer MRL erfolgt nicht, der Bedarf wird komplett durch die Abregelung von Windkraftanlagen gedeckt. Obwohl im Bereich der positiven MRL die Voraussetzungen für Lastmanagement gegeben sind, finden sich bisher noch keine entsprechenden Vermarkter auf dem Markt, der Bedarf wird durch kleine regenerative Erzeugungsanlagen gedeckt. Zur Übersicht sind die Regelleistungsprodukte in Tabelle 2 nochmals zusammengefasst.

Nichtbezuschlagte Sekundärregelleistung wird auch nach Angebotsvergabe weiter in einer Überhangliste aufgeführt. Bei kurzfristigen Änderungen der verfügbaren Last können Anpassungen des abgegebenen Angebots bis 45 Minuten vor Abruf gemeldet werden, der Restbedarf wird aus der Überhangliste gedeckt. Kurz vor Erbringung können außerdem noch Angebote ohne Leistungspreis beigesteuert werden, um nach angebotem Arbeitspreis entlohnt zu werden. Durch diese Regelungen wird auch Anlagen mit kurzfristigem Planungshorizont eine Teilnahme am Regelenenergiemarkt ermöglicht.

Verglichen mit Deutschland weist Dänemark einen deutlich höheren Anteil an volatiler Energieerzeugung auf, die zur Netzstabilität notwendige Regelleistung wird größtenteils durch Power-to-Heat und dezentrale regenerative Energieerzeugungseinheiten erbracht. Die Realisierung dieses Konzepts funktioniert durch die Orientierung des Regelleistungsmarkts an Anlagen mit kurzem Zeithorizont. Auch in Deutschland werden

Tabelle 2: Übersicht über aktuelle Regelleistungsprodukte in Dänemark nach [34]

| | PRL | SRL | MRL |
|-----------------------------|--------------------------|---------------------------|----------------------------------|
| Ausschreibungs- zeitraum | täglich | täglich | täglich |
| Produktzeitschei- ben | 6 x 4-Stundenblö- cke | 24 x 1-Stunden- blöcke | 24 x 1-Stunden- blöcke |
| Mindestgebots- größe | 0,3 MW | 0,3 MW | 10 MW |
| Produktdifferen- zierung | asymmetrisch | symmetrisch | asymmetrisch |
| Vergütung | Leistungspreis | Leistungspreis | Leistungspreis + Arbeitspreis |

entsprechende Anpassungen, wie ein weiteres Absenken der Mindestangebotsgröße oder kürzere Zeitscheiben schon länger diskutiert. Eine direkte Übertragung des dänischen Systems scheint jedoch aufgrund der unterschiedlichen Ausgangszustände nicht sinnvoll, speziell der hohe Anteil an KWK und Windkraft im dänischen Strommix führt zu einem deutlich höheren Bedarf an Flexibilitäten verglichen mit dem deutschen Strommarkt. Der dänische Ansatz ist außerdem mit hohen volkswirtschaftlichen Kosten verbunden, Dänemark hat europaweit die höchsten Elektrizitätspreise für Privathaushalte, mit Deutschland an zweiter Stelle [35].

2.5.2 Frankreich

Lastmanagement hat in Frankreich Tradition: schon vor der Liberalisierung des Strommarkts gab es entsprechende Anstrengungen. In den letzten Jahren kam es durch die starke Durchdringung von Elektroheizungen in Privathaushalten zu einem starken Wachstum der Stromlast: 30 % in zehn Jahren. Die starke Abhängigkeit der Stromlast von der Außentemperatur erforderte eine Flexibilisierung der Nachfrageseite. Inzwischen haben sich drei Vermarktungsmöglichkeiten für Flexibilitäten herausgebildet.

Durch Senkung der Präqualifikationsanforderungen wurde der Regelleistungsmarkt für flexible Lasten geöffnet. Der Abruf von Regelleistung durch einen Aggregator kann ohne Zustimmung des Bilanzkreisverantwortlichen erfolgen, Aggregatoren schließen Rahmenverträge direkt mit dem Übertragungsnetzbetreiber. Seit 2013 wird in Frankreich stückweise ein Kapazitätmarkt eingeführt. Zusätzlich zum regulären Energiemarkt werden Energieversorger verpflichtet, Kapazitätssertifikate zu beschaffen. Flexible Lasten können einerseits direkt am Markt als zu- und abschaltbare Kapazitäten verkauft werden, andererseits erlaubt eine Aggregation dem Energieversorger eine indirekte Reduzierung des Bedarfs an Kapazitätssertifikaten. Weiterhin wurde speziell

zum Engpassmanagement ein Systemdienstleistungsprodukt für Demand Response eingeführt. Durch bilaterale Verträge zwischen Übertragungsnetzbetreiber und überwiegend industriellen und gewerblichen Verbrauchern konnten so inzwischen 700 MW an flexiblen Lasten erschlossen werden.

Auch eine Direktvermarktung am Spotmarkt ist inzwischen möglich. Der NEBEF-Mechanismus² soll Aggregatoren den Zugang erleichtern. Lasten ab einer Mindestgröße von 100 kW können dadurch am Spotmarkt angeboten werden, um bei hohen Preisen gezielte Lastabsenkungen vorzunehmen. Dadurch sollen Lastspitzen reduziert und die Höchstlastproblematik abgemindert werden. Der Einsatz einer Last im Zuge des NEBEF-Mechanismus wird beim Übertragungsnetzbetreiber gemeldet, der die Abwicklung der Finanzströme übernimmt. Um den Netzbetreiber für die verringerte Abnahme zu entschädigen, bezahlt der Aggregator die vermiedene Strommenge. Die Vergütung des Aggregators setzt sich aus den Einnahmen der Vermarktung am Strommarkt sowie einer NEBEF-Prämie, entsprechend dem Mehrwert, den die Lastreduzierung im Stromsystem erzeugt hat, zusammen. Nach einer experimentellen Einführung im Jahr 2013 wurde der Mechanismus 2014 ein fester Bestandteil des französischen Strommarkts [vgl. 36, 34].

Auch in Deutschland ist eine Direktvermarktung am Spotmarkt denkbar. Anders als in Frankreich findet eine Nutzung von Flexibilitäten nur in geringem Umfang zur Optimierung des Strombezugs statt. In Frankreich fand der NEBEF-Mechanismus bisher allerdings nur begrenzt Anwendung: 2015 wurde dadurch eine Strommenge von 3173 MWh gehandelt, was einer mittleren Leistung von 485 kW entspricht [37]. Eine Vermarktung im Rahmen eines Kapazitätsmarktes ist in Deutschland auf nähere Zukunft nicht abzusehen, da sich das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ausdrücklich gegen die Einführung eines Solchen ausgesprochen hat [vgl. 24].

²kurz für Notification d'Echange de Blocs d'Effacement

3 Technische Potentiale

Die Kernidee des Lastmanagements umfasst den Abgleich von Nachfrage und Einspeisung. Während in der Vergangenheit die Erzeugung dem Verbrauch gefolgt ist, muss sich dieses Verhältnis in Zeiten dargebotsabhängiger Stromerzeugung umkehren. In Abbildung 7 sind die verschiedenen Möglichkeiten einer Anpassung der Nachfrage aufgetragen.

Im Falle einer Unterspeisung des Netzes durch zu niedrige Einspeisung dienen Lastabwürfe einer Reduktion der Spitzenlast. Anwendung finden solche Maßnahmen beispielsweise zur Vermeidung hoher Börsenpreise oder der Verhinderung von Netzengpässen. Im Falle eines Überangebots an Energie im Netz ist die Wiederherstellung des Gleichgewichts durch eine gezielte Lasterhöhung möglich. Insbesondere Täler in der Lastkurve können durch Zuschalten von weiteren Verbrauchern ausgeglichen werden. Eine Kombination der beiden vorigen Methoden sind Lastverschiebungen: Durch Verlagerung von Produktionsprozessen und anderen energieintensiven Anwendungen wird der Energiebedarf von Spitzenlastzeiten hin zu Zeiten mit niedriger Last verschoben. Die Glättung der Lastkurve erlaubt eine einfachere Prognostizierung des Lastgangs für den Bilanzkreisverantwortlichen und reduziert die vorzuhaltende Spitzenleistung an Erzeugungskapazitäten.

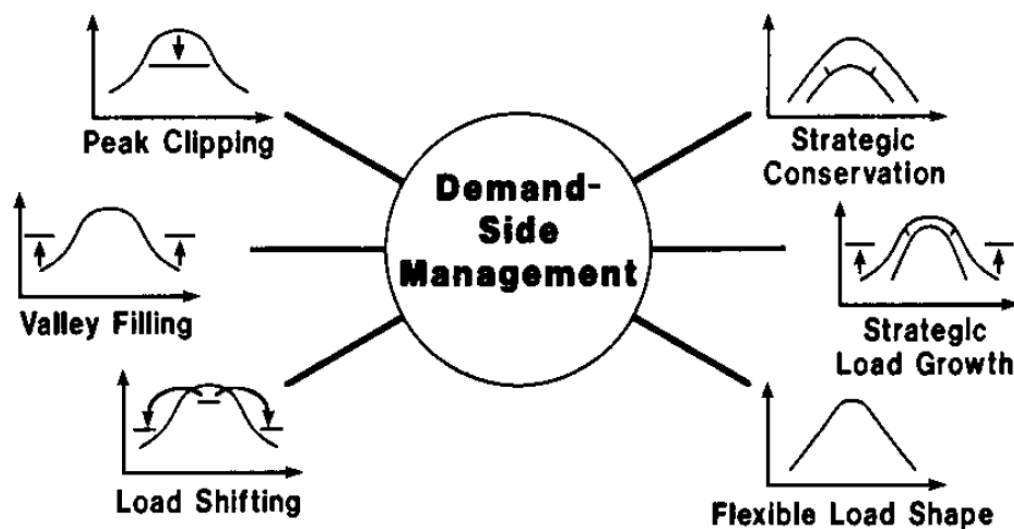


Abbildung 7: Möglichkeiten des Lastmanagements (aus [38])

Eine Anwendung dieser Mechanismen hängt von Parametern wie Abrufdauern, Abnahmeprofilen und Speicherfähigkeiten ab. Dementsprechend unterscheiden sich verschiedene Verbrauchergruppen in Abhängigkeit von den jeweiligen Prozessen. Im Folgenden wird eine Übersicht über die vorhandenen technischen Potentiale geschaffen und deren jeweilige Erschließung erörtert. Es gilt zu bedenken, dass die angegebenen Potentiale meist verschiedenen Quellen entspringen. Die Literaturrecherche ergab zum

Teil größere Abweichungen zwischen den einzelnen Prognosen, ausgehend von den jeweiligen Datengrundlagen und Bewertungsansätzen. Um Verwirrung vorzubeugen wurde auf eine Darstellung widersprüchlicher Quellenangaben verzichtet.

3.1 Industrielle Großverbraucher

Industrieanwendungen zählen zu den größten Energieverbrauchern Deutschlands: 2014 war der Industriesektor für 29 % des Endenergieverbrauchs verantwortlich [1]. Energieintensive Prozessstrukturen, wie sie beispielsweise in der Papier- und Zementherstellung vorkommen, bieten ein entsprechend hohes Potential für Demand-Response-Anwendungen.

Die aktuelle Gesetzgebung spiegelt dies wieder – es werden hauptsächlich Großverbraucher für Laststeuermechanismen in Betracht gezogen. In der AbLaV werden beispielsweise Verbaucher mit einer abschaltbaren Leistung von mindestens 50 MW abgesprochen. Dabei zeichnet sich die AbLaV durch die hohen Vergütungsmöglichkeiten für die Leistungsvorhaltung aus. In der Verordnung ist ein Leistungspreis von 2500 €/MW festgeschrieben, der Arbeitspreis darf zwischen 100 €/MWh und 400 €/MWh variieren. Abschaltbare Lasten werden in Form von zwei Produkten vertrieben: schnell abschaltbare Lasten (SNL) und sofort abschaltbare Lasten (SOL), die sich in den Anforderungen an die Abrufgeschwindigkeit unterscheiden. SOL müssen innerhalb einer Sekunde automatisch ferngesteuert bei Unterschreitung einer vorgegebenen Netzfrequenz abschalten, während SNL innerhalb von 15 Minuten, ferngesteuert durch den Übertragungsnetzbetreiber abschalten müssen [20]. Abschaltbare Lasten sind neben dem Kaltstart von Reservekraftwerken eine Möglichkeit der Übertragungsnetzbetreiber, zusätzliche Leistung ins Netz einzuspeisen, falls eine Störung die Kapazitäten von SRL und MRL übersteigt. Gemäß AbLaV sollen je 1500 MW ausgeschrieben werden, aktuell³ beträgt die Gesamtleistung der präqualifizierten technischen Einheiten 465 MW für SOL und 979 MW für SNL [31]. Dabei ist die gesamte Kapazität von 1444 MW auf 7 Rahmenverträge verteilt.

Die geringe Anzahl an Rahmenverträgen erklärt sich durch die vertraglichen Bedingungen: Die Verträge werden stets zwischen Bilanzkreisverantwortlichen und Übertragungsnetzbetreiber geschlossen. Dies birgt einen entscheidenden Nachteil: Während Regelleistung im Netzverbund eingesetzt werden kann, ist ein Einsatz von abschaltbaren Lasten zum Netzengpassmanagement aus technischen Gründen nur in der jeweiligen Regelzone möglich. Anbieter fungieren somit weniger als primär netzdienliche Maßnahme, sondern stellen lediglich vorhandene Kapazitäten für Notfallsmaßnahmen zur Verfügung. Im Bezug auf das Ampelmodell des BDEW ist die AbLaV eine Maßnahme für den roten Bereich, die aber keinen Einfluss auf die gelbe Phase nimmt.

³abgerufen am 13. Januar 2016

Weiterhin dürfen maximal fünf Verbraucher, die sich all am selben Höchstspannungsknoten befinden, gepoolt werden. Bei einer Mindestgröße von 50 MW ist es für die meisten Anbieter jedoch nicht möglich, alleine am Markt teilzunehmen. Zusammen mit dem erforderlichen Netzanschluss auf 110 kV Ebene hemmen diese Anforderungen den Markteintritt weiterer Anbieter.

Aus finanzieller Sicht gestaltet sich eine Teilnahme durchaus rentabel: Ein Anbieter, der die Mindestgröße von 50 MW über das gesamte Jahr anbietet, erhält allein für die Vorhaltung eine Vergütung von 1,5 Millionen Euro. Es ist allerdings nicht öffentlich bekannt, welche Abschläge an den Bilanzkreisverantwortlichen zu zahlen sind. Des weiteren sind die Opportunitätskosten für jeden Einsatz als abschaltbare Last abhängig vom jeweiligen Anbieter und somit nur schwer abzuschätzen. Der Abruf nach AbLaV ist äußerst selten: 2015 wurde im gesamten Netzverbund nur an 16 Tage Gebrauch von diesem Lastabwurfsmechanismus gemacht [vgl. 31]. Es ist zu erwarten, dass ein Anlagenbetrieb im Rahmen der AbLaV durch die hohen Vergütungsmöglichkeiten wirtschaftlich rentabel ist. Aufgrund der hohen Mindestangebotsgröße und geringer Anzahl an Aufrufen hält sich der Beitrag der AbLaV am Entstehen eines intelligenten Energiesystems in Grenzen. Kritiker bezeichnen sie gar als Überförderung von Großverbrauchern, denen damit weitere Anreize zur Anpassung ihres Verbrauchsverhaltens entzogen werden.

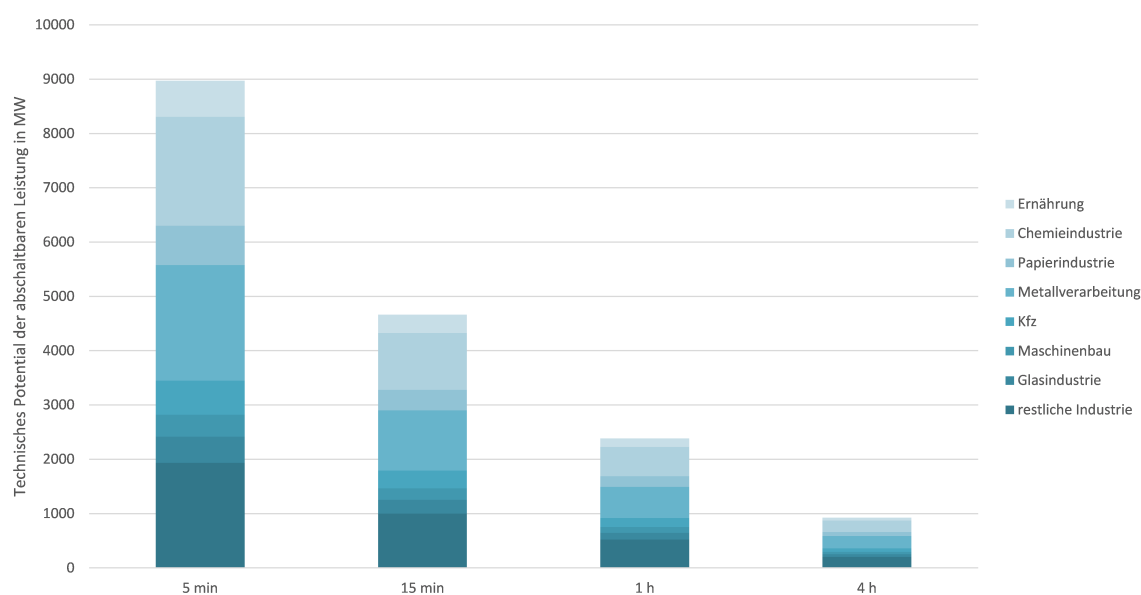


Abbildung 8: Technisches Potential der abschaltbaren Leistung von Industriebetrieben in Abhängigkeit der Abschaltzeit (aus [39, S. 15])

Die größten Potentiale für Lastverschiebungen liegen naturgemäß in energieintensiven Branchen. Abhängig vom jeweiligen Prozess sind Lastverschiebungen und Unterbrechungen zeitlich begrenzt. In Abbildung 8 sind die technischen Potentiale verschiedener industrieller Branchen aufgelistet. Für kurze Abrufdauern sind dementsprechend viele Betriebe in der Lage, die Produktion zu unterbrechen. Mit steigender Abrufdauer sin-

ken allerdings auch die Möglichkeiten zum Lastabwurf. In der Grafik wurde nur das technische Potential abgebildet, bei längeren Lastunterbrechungen ist aber auch mit finanziellen Einbußen durch Einschränkungen in der Produktion zu rechnen.

Ein hohes Potential ist in der Elektrostahl- und Metallindustrie zu erwarten. In Lichtbogenöfen, die sich aufgrund der Beladung sehr gut zur Verlagerung eignen, wird Schrott zur Wiederaufbereitung geschmolzen. Die Produktionsabläufe sind auf eine kontinuierliche Prozessabfolge ausgelegt, um Wärme- und damit Effizienzverluste zu vermeiden. Dennoch können Lastverschiebungen realisiert werden, speziell wenn eine Berücksichtigung in der Produktionsplanung stattfinden kann.

Die Grundstoffchemie eignet sich sehr gut für Lastmanagement, insbesondere die Herstellung von Chlor. Zwei häufig verwendete Methoden, Membran- und Quecksilberverfahren, sind beide teillastfähig und haben einen hohen spezifischen Strombedarf. Aber auch andere energieintensive Anwendungen, beispielsweise die Gasverflüssigung, können im Teillastbetrieb gefahren werden und es findet bereits heute häufig eine Nutzung im Rahmen von innerbetrieblichen Lastmanagements statt [40].

Zu den energieintensivsten Industriezweigen zählt in Deutschland die Papierindustrie. In einer vielstufigen Prozesskette wird Rohholz durch Zerfasern, Trocknen und Pressen zu Papier verarbeitet. Aufgrund der vielen kapitalintensiven Geräten wird eine möglichst hohe Auslastung angestrebt, dennoch sind Lastverschiebungen beispielsweise durch Reduktion des Durchsatzes möglich [41].

Querschnittstechnologien, wie Kühl- und Gefrierprozesse, bieten weitere Potentiale. Speziell in der Lebensmittelindustrie existiert ein hoher Bedarf an Kühlleistung zur Gewährleistung der Haltbarkeit. Durch Variieren der Kühlhaustemperaturen innerhalb der hygienisch bedingten Temperaturfenster kann die Last der Kältekompressoren angepasst werden. Fallstudien ergaben in Deutschland ein Lastverschiebungspotential von 35 % der installierten Leistung [42].

Durch die zunehmende Digitalisierung der Gesellschaft besteht ein steigender Bedarf an großen Rechenzentren. Mit Anschlussleistungen von bis zu 36 MW zählen sie zu den Großabnehmern von elektrischer Energie [43]. Die Last der einzelnen Server kann durch Maßnahmen wie Virtualisierung und Powermanagementmechanismen gezielt angepasst werden. Zur Kühlung der hohen spezifischen Wärmedichte verfügen Rechenzentren über große Kälteanlagen, die für Lastmanagement-Anwendungen erschlossen werden könnten. Zur Sicherung der unterbrechungsfreien Stromversorgung sind häufig Batterien und Notstromaggregate als Netzersatzanlagen installiert, die als Flexibilitäten vermarktet werden können. Zum jetzigen Stand wurde noch keine umfassende Untersuchung von Rechenzentren im Rahmen von Lastmanagementprogrammen durchgeführt, es kann jedoch von nennenswerten technischen Potentialen ausgegangen werden.

Eine innerbetriebliche Nutzung vorhandener Lastverschiebungspotentiale findet bei manchen großindustriellen Verbrauchern bereits statt. Speziell die Verantwortlichen

in Betrieben mittlerer Größe, beispielsweise Betreiber von Kühltürmen, konzentrieren sich meist auf das Kerngeschäft, sodass eventuell vorhandene Potentiale nicht bekannt sind. Im Rahmen des Forschungsprojekts EEnergy zeigte sich bei der Akquise von Gewerbekunden, dass die fehlende Sensibilisierung häufig einen Hinderungsgrund für die Einbindung in das Projekt darstellte. Der Abschlussbericht zieht das Fazit, dass das Interesse am Thema nur gering ausgeprägt war [44, S. 184]. Nach Aussage des IT-Dienstleisters *energy & meteo systems* sei zwar ein Interesse bei Kunden vorhanden, es kann aber davon ausgegangen werden, dass Kunden, die Leistung für virtuelle Kraftwerke bereitstellen, schon von vornherein ein gesteigertes Interesse an Energiethemen aufweisen. Viele Unternehmen konzentrieren sich auf das Kerngeschäft, wo Energiekosten nur einen Aufwand unter vielen darstellen. Eine erfolgreiche Anwerbung erfordert somit die Sensibilisierung für den eigenen Energieverbrauch, beispielsweise durch vorangegangene Monitoring-Maßnahmen.

Mehraufwendungen für Netzentgelte gestalten die Flexibilisierung des Verbraucherverhaltens von Großverbrauchern derzeit noch unattraktiv. Netzentgelte sollen Erhaltung und Ausbau der Verteilnetze finanzieren und werden auf den Strompreis der Kunden umgelegt. Gemäß §19 Abs.2 der Stromnetzentgeltverordnung haben Stromverbraucher mit einem Mindestverbrauch von mindestens zehn Gigawattstunden pro Jahr und einer Auslastung von mindestens 7000 Volllaststunden Anspruch auf eine Reduktion der Netzentgelte um bis zu 90 % [vgl. 45]. Die den Netzbetreibern damit entgangenen Einnahmen werden als StromNEV-Umlage an die Letztverbraucher weitergegeben. Im Jahr 2015 betrug diese Umlage 0,237 ct/kWh, die damit verbundenen Kosten sorgen bei der Bevölkerung für Unverständnis und verringern die Akzeptanz für die Energiewende. Großverbrauchern müssen bei der Flexibilisierung ihres Strombezugs mit einem Wegfall dieser Entlastungen rechnen, sodass Laststeuermechanismen mit erheblichen Mehrkosten verbunden sein können. Eine Anpassung der Verordnung ist schon seit längerem Gegenstand von Diskussionen [46]. Selbst Bundeskanzlerin Angela Merkel äußerte sich im September 2014 kritisch zum bestehenden System.

“Daher wollen wir in den kommenden Monaten untersuchen, inwieweit das gesamte System der Netzentgelte eine faire Lastenverteilung gewährleistet.“ [47]

Bisher gab es jedoch keine konkreten Änderungshinweise, die StromNEV wird in dieser Form vermutlich noch einige Zeit Bestand haben.

3.2 Energiespeicher

Mit dem Ausbau an volatiler, nachhaltiger Energieformen steigt auch der Bedarf an Energiespeicherkapazitäten. Mittelfristig kann dieser Bedarf zwar durch alternative Flexibilitätsoptionen, wie dem Regelleistungsmarkt, kompensiert werden, dennoch ist die

Rolle von Stromspeichern im Energiemarkt der Zukunft umstritten: Während beispielsweise die Bundesnetzagentur der Ansicht ist, dass *“Speicher [...] in ihrer Bedeutung für die Energiezukunft tendentiell überschätzt [werden].“* [9, S. 31], argumentiert der BDEW, dass es *“von großer Bedeutung [ist], verfügbare Speicheroptionen bei gegebener Wirtschaftlichkeit zu nutzen“* [10, S. 16]. Auf lange Sicht ist es aber unvermeidlich, den Ausbau an Speichertechnologie voranzutreiben.

Es gilt zwischen aktiven Speichern, die gezielt be- und entladen werden können, und passiven Speichern zu unterscheiden. Speziell kurzfristig abrufbare, aktive Speicher sind für Laststeuerungsmechanismen prädestiniert. Gleichzeitig sollte unterschieden werden, ob ein Speicher direkt als zuschaltbare Last fungiert, oder ob er indirekt Lastverschiebung vorgeschalteter Verbraucher ermöglicht. Die Besonderheit von Energiespeichern im Rahmen von Lastmanagement liegt daran, dass sie gleichermaßen positive wie negative Leistung abrufen können. Ein Überblick über die verfügbaren Speicherarten ist in Abbildung 9 aufgezeigt. Die im Diagramm aufgetragenen Datenwolken stammen von verwirklichten Anlagen in Deutschland aus dem Jahr 2014.

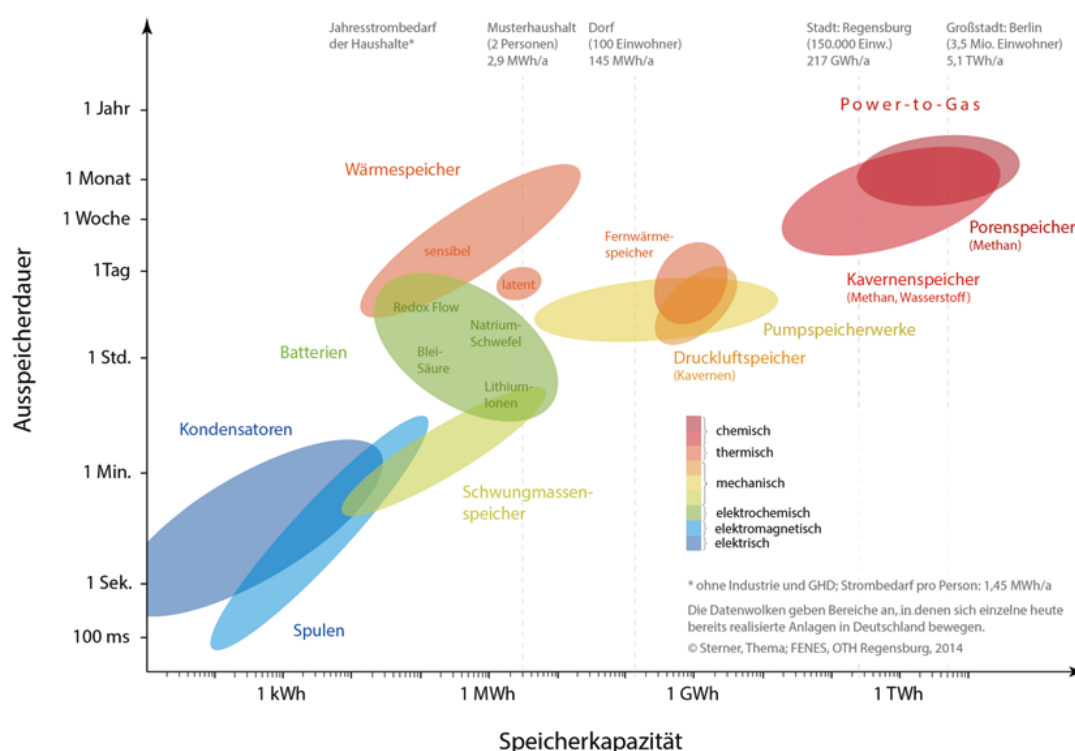


Abbildung 9: Speicherarten im Vergleich nach Speicherkapazität und Ausspeicherdauer (aus [48, S. 605])

Die Achsen sind doppelt logarithmisch aufgetragen und zeigen eine Korrelation zwischen Ausspeicherdauer und Speicherkapazität. Für Lastmanagement sind speziell Kurzzeitspeicher, die generell eine niedrigere Energiedichte als Langzeitspeicher aufweisen, von Interesse. Elektrochemische Speicher sind generell im Bereich der Kurzzeitspeicher einzuordnen.

Während die technischen Eigenschaften, wie schnelle Reaktionszeit und geringe Selbstentladung, Batteriespeicher für Lastmanagement-Anwendungen geradezu prädestinieren, sind allen derartigen Speichern die hohen spezifischen Investitionskosten gemein. Dennoch herrscht verbraucherseitig ein reges Interesse an Hausspeicherbatterien, welche meist zur Eigenverbrauchsoptimierung genutzt werden. Das im Mai 2013 eingeführte Förderprogramm 275 der KfW-Bank, das Eigenheimbesitzer bei der Anschaffung von Solarstromspeichern unterstützt, verstärkte diese Entwicklung weiter. In Folge dessen gibt es auf dem deutschen Markt eine unübersichtliche Vielzahl an Anbietern von Batteriespeichern: im September 2015 waren es bereits 200 Systeme von 44 Herstellern [49]. Schon jetzt werben manche Hersteller mit Smart Grid kompatiblen Systemen, die von den Vertreibern im Pool als virtuelle Kraftwerke vermarktet werden können.

Die spezifischen Kosten für Batteriespeicher sind bisher um jährlich 14 % gefallen, was sich voraussichtlich in den nächsten Jahren fortsetzen wird [50]. Speziell im Bereich der Lithium-Ionen-Batterien versprechen die Steigerung von Produktionskapazitäten und damit einher gehenden Skaleneffekte einen weiteren, starken Preisverfall. Ein prominentes Beispiel der ausgeweiteten Produktion ist der Bau einer *Gigafactory* durch *Tesla Motors*. Gemäß Herstellerangaben soll sie ab 2020 Batterien mit einer kumulierten jährlichen Speicherkapazität von 35 GWh herstellen. Durch diese Kostendegression erschließen sich neue Märkte, Batterien werden für weitere Anwendungsbereiche interessant. Im Bereich der Regelleistung findet ein Einsatz bereits heute in kleinem Maßstab statt: Der Großhändler von Hausbatterien *FENECON* vermarktet überschüssige Speicherkapazitäten in Zusammenarbeit mit dem Aggregator *Ampard AG* auf dem Primärregelleistungsmarkt. Auch auf großtechnischer Ebene sind bereits erste Projekte verwirklicht worden. Seit 2014 betreibt der Energieversorger *WEMAG AG* das europaweit größte Batteriekraftwerk zur Bereitstellung von Primärregelleistung. Es hat eine Leistung von 5 MW und verfügt über Speicherkapazitäten in Höhe von 5 MWh. Weitere Anwendungsfelder sind im Bereich der Blindleistungsbereitstellung zu finden, mit dem Wegfall fossiler Kraftwerke können sie diese in der Spannungshaltung ersetzen. Aufgrund der hohen Abrufgeschwindigkeiten sind Batteriespeicher auch als Alternative zu den traditionellen Schwungmassen in der Momentanreserve denkbar [vgl. 51, 48].

Eine wichtige Möglichkeit, Energiespeicher indirekt in Demand-Response-Strategien einzubeziehen, liegt in der Nutzung schon vorhandener Speicherkapazitäten: der thermischen Speicherkapazität der Gebäudehülle. Diese Speichermasse kann auch im Rahmen eines Lastmanagement-Programms genutzt werden, beispielsweise mit einer temporären Lastreduktion der Kältemaschine. Die Gebäudemasse kann bei kurzfristiger Anhebung der Zulufttemperatur den Effekt auf das Raumklima soweit dämpfen, dass der Raumkomfort gewahrt bleibt. Das Potential solcher Maßnahmen wird mit bis zu 35 % der installierten Kälteleistung abgeschätzt [52]. Speziell in Kombination mit aktiven Kältespeichern lassen sich so, mit geringen Einschränkungen, Demand-Response-Maßnahmen realisieren. Im Anschluss an eine solche Maßnahme kann allerdings

zum Wiederherstellen des Ursprungszustands ein erhöhter Energiebedarf anfallen. Die Möglichkeit zur Lastreduktion ist außerdem stark von der verbauten Anlagentechnik abhängig, beispielsweise dem Teillastverhalten der Kältemaschine. Frequenzumformer, Bypass-Schaltung und taktende Betriebsweisen haben jeweils eigene Einschränkungen, die es zu beachten gilt. Um trotz Teilnahme an Demand-Response-Programmen eine Einhaltung des Raumkomforts zu gewährleisten, ist eine ausgefeilte Regelung von größter Bedeutung. Speziell prädiktive Algorithmen, die über selbstlernende neuronale Netze Prognosen über zukünftige Auslastungssituationen treffen können, sind derzeit Gegenstand intensiver Forschungsbemühungen [vgl. 53, 54].

Untersuchungen zeigten, dass das größte Potential im Rahmen von Lastmanagementanwendungen besteht, wenn die Gebäudehülle einen niedrigen Wärmedurchgangskoeffizienten und eine hohe raumseitige Speicherkapazität aufweist [55]. Diese Kombination ist besonders bei Neubauten und kernsanierten Gebäuden in Massivbauweise anzutreffen. Eine Steigerung der Speicherkapazität lässt sich durch die Anwendung von Latentwärmespeichern, sogenannten Phase-Change-Materials (PCM), erreichen. Diese Stoffe haben eine Schmelztemperatur nahe der Raumtemperatur und nutzen die zum Phasenwechsel notwendige latente Wärme, um Temperaturschwankungen abzufangen. Da die spezifische Schmelzenthalpie im Allgemeinen über der spezifischen Wärmekapazität liegt, bieten sie so eine gesteigerte Wärmekapazität innerhalb des Anwendungsfensters. Diese Stoffe können beispielsweise als passive Speicher in den Beton eingebracht oder als aktive Speicher in Form von Speichertanks installiert werden. Im Gebäudebereich ist besonders ein Einsatz in mikroverkapselter Form interessant, da makroverkapselte PCM häufig an der Außenwand kristallisieren und dadurch den Wärmedurchgang behindern. Bisher wurden PCM im Gebäudebereich nur in begrenztem Maße eingesetzt. Eine breitere Anwendung wird durch hohe Kosten und das schmale nutzbare Temperaturfenster mancher Werkstoffe behindert. Ungeachtet dieser Nachteile wurden durch experimentelle Untersuchungen ein nennenswerter Einfluss auf Lastmanagementpotentiale aufgezeigt, der in der Praxis erst noch genutzt werden muss [vgl. 56, 57, 58, 59].

Thermische Speichermasse bietet neben der aktiven Nutzung auch indirekt einen positiven Einfluss auf die Flexibilisierung von Lasten. Die Dämpfung von Spitzenlasten erlaubt Bilanzkreisverantwortliche eine einfachere Prognostizierung, sodass im Gesamtsystem weniger Regelleistung vorgehalten werden muss. Eine quantitative Bewertung dieses Effekts ist zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht möglich.

Neben den oben genannten ist noch eine Vielzahl an weiteren etablierten und experimentellen Technologien zur Energiespeicherung, wie beispielsweise Schwungmassenspeicher, Druckluftspeicher, Pumpspeicherkraftwerke oder Power-to-Gas-Anwendungen, im Einsatz. Deren Einsatz beschränkt sich jedoch hauptsächlich auf großtechnische Anwendungen. Für die Einbindung in Energiekonzepte auf Gebäudeebene sind besonders Wärme-, Kälte- und Batteriespeicher von Interesse.

3.3 Power-to-Heat

Mitte des 20. Jahrhunderts wurden Nachtspeicherheizungen in Deutschland als Alternative zu Öl- und Gasheizungen beworben. In den letzten 20 Jahren wurden sie jedoch durch steigende Stromkosten und den politischen Willen zunehmend vom Markt verdrängt. Doch die Nutzung von Strom zur Wärmeversorgung erlebt momentan eine Renaissance. Unter dem Begriff *Power-to-Heat*, kurz PtH, wird die Nutzung von Überschussstrom zur Wärmebereitung diskutiert. Es gibt in der wissenschaftlichen Literatur keine feste Definition für PtH; um Missverständnissen vorzubeugen wird der Begriff hier einzig für die Wärmeversorgung mittels Elektrokesseln und Durchlauferhitzern verwendet. Das Potential von Power-to-Heat bei der Verwirklichung der Energiewende ist auch von der Politik erkannt worden: Im Koalitionsvertrag der derzeitigen 18. Legislaturperiode wird PtH als Flexibilitätsoption zum Ausgleich stark schwankender Einspeisung durch erneuerbare Energien aufgeführt [2, S. 41].

Ähnlich wie schon bei Nachtspeicheröfen ist die Umwandlung hochexergetischen Stroms in Wärme mit Kritik behaftet. Gemäß des zweiten Hauptsatzes der Thermodynamik sind alle ablaufenden Vorgänge mit einer Entropiezunahme verbunden, welche nicht vernichtet werden kann [60]. Somit ist jeder Prozess mit Irreversibilitäten behaftet, es kann nicht die gleiche Menge der ursprünglich vorhandenen Energieform zurückgewonnen werden. Der maximale Wirkungsgrad einer Wärmekraftmaschine wird durch den Carnot-Wirkungsgrad beschrieben. Da dieser bei Temperaturen oberhalb des absoluten Nullpunktes immer unter 100 % liegt, lässt sich unter realen Bedingungen niemals die gleiche Menge an elektrischer Energie gewinnen, die ursprünglich zugeführt wurde.

Als weiterer Kritikpunkt wird eine eventuelle Verschlechterung des Primärenergiefaktors aufgeführt. Der Primärenergiefaktor beschreibt Verluste in der Umwandlungskette von der Primärenergie bis zur Endenergie. Ein niedriger Primärenergiefaktor signalisiert einen geringen Energiebedarf für Transport und Aufbereitung und wird stellenweise als Indiz für einen nachhaltigen Energieträger gewertet. Gemäß DIN 18599 hat der allgemeine deutsche Strommix einen Primärenergiefaktor von 2,8 [61, S. 67]. Zum Vergleich: Fernwärme aus Heizwerken ist mit 1,3 und fossile Brennstoffe mit 1,1 beziffert. Eine Verdrängung von herkömmlicher Wärmeerzeugung durch Power-to-Heat führt somit zwangsläufig zu einer Verschlechterung des Primärenergiefaktors. Der Primärenergiebedarf dient als Bewertungskriterium der Energieeinsparverordnung (EnEV). Eine Verschlechterung erschwert die Nachvermietung, es entfallen eventuell Fördermechanismen wie das Effizienzhaus der Kreditanstalt für Wiederaufbau, im Härtefall kann die Genehmigungsfähigkeit eines Neubaus gefährdet werden.

Der wachsende Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Strommix bewirkt auch eine Verbesserung des Primärenergiefaktors, so ist gemäß EnEV 2014 bereits 2016 für den nicht erneuerbaren Teil des Strommixes der Primärenergiefaktor 1,8 zu verwenden. Bei Einhalten des Ausbaukorridors für erneuerbare Energien kann der Primär-

energiefaktor bis 2030 sogar bis auf 0,77 fallen [62]. Kurz- und mittelfristig wird eine Verbesserung des Primärenergiefaktors von Strom die Verschlechterung des Primärenergiebedarfs jedoch nicht aufwiegen können.

Für eine Nutzung von PtH zur Netzstabilisierung und Abnahme von Überschussstrom ergeben sich drei Einsatzmöglichkeiten. Eine hohe Einspeisung erneuerbarer Energien kann an Tage mit niedriger Stromabnahme zu einer negativen Residuallast führen, welche mit negativen Strompreisen am Spotmarkt korreliert. Es ist denkbar, eine Power-to-Heat Anlage nur in diesem Fall einzusetzen, um preisneutral oder sogar mit Gewinn Wärme erzeugen zu können. Dabei gilt es allerdings zu beachten, dass sich der Strompreis in Deutschland aus einer Vielzahl an Bestandteilen zusammensetzt. In Tabelle 3 sind die durchschnittlichen Bestandteile für Haushaltsstrom von 2015 dargestellt. Die Offshore-Haftungsumlage fällt durch die Nachverrechnung negativ aus.

Tabelle 3: Durchschnittlicher Strompreis für einen Haushalt 2015 in ct/kWh nach [63]

| Bestandteil | spezifische Kosten |
|---|---------------------------|
| Stromsteuer | 2,05 |
| Umlage für abschaltbare Lasten | 0,006 |
| §19 StromNEV-Umlage | 0,237 |
| KWK-Aufschlag | 0,254 |
| EEG-Umlage | 6,170 |
| Konzessionsabgabe | 1,66 |
| Mehrwertsteuer | 4,60 |
| Netzentgelt inkl. Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb | 6,76 |
| Beschaffung, Vertrieb | 7,12 |
| Offshore-Haftungsumlage | -0,051 |
| Gesamt | 28,81 |

Es ist ersichtlich, dass der größte Anteil des Strompreises auf staatlich induzierte Steuern, Abgaben und Umlagen entfällt. Lediglich 25 % des Bruttopreises entsteht durch Beschaffung und Vertrieb. Diese Zusammensetzung hat maßgeblichen Einfluss auf eine mögliche Wirtschaftlichkeit. Abhängig von der Quelle des Strombezugs müssen nicht alle Bestandteile gezahlt werden: Sofern der Strom selbst erzeugt und genutzt wird, kann ein großer Bestandteil dieser Kosten vermieden werden. Abhängig von Netznutzung und Energieträger können externe Preisbestandteile bis auf die Stromsteuer reduziert werden. Dieser Fall tritt allerdings nur bei Eigenstrombezug ohne Einspeisung ins Netz auf, was höchstens auf Energieversorgungsunternehmen zutrifft. Als reguläres Unternehmen mit Fremdstrombezug sind alle Anteile zu zahlen. Um kostenneutral

Wärme erzeugen zu können wären somit Börsenpreise unter -21,69 ct/kWh notwendig. 2015 war dies, trotz steigender Anzahl von Stunden mit negativen Strompreisen, zu keinem Zeitpunkt der Fall [3]. Selbst bei Strombezug zu Börsenpreisen ist die direkte Umwandlung von Strom zu Wärme somit nicht wirtschaftlich. Von politischer Seite sind keine grundlegenden Änderungen der Preisgestaltung gewünscht, die beschriebene Problemstellung wird auf absehbare Zeit bestehen bleiben.

Getrennt von der Strompreiszusammensetzung gilt es, die Entwicklung der Residuallast zu untersuchen. Wie schon in der Einführung in Abbildung 1 aufgezeigt, ist davon auszugehen, dass die Anzahl der Stunden mit einer negativen Residuallast weiter zunehmen wird. Dabei ist jedoch zu beachten, dass negative Strompreise derzeit hauptsächlich aufgrund fossiler Kraftwerke, die trotz unzureichender Abnahme am Netz gehalten werden, entstehen. Auch in absehbarer Zukunft werden negative Strompreise nicht allein aufgrund einer negativen Residuallast auftreten. Die Abbildung zeigt Prognosen für die 50Hertz Regelzone, bundesweit wird eine vergleichbare Entwicklung nur mit einiger Verzögerung eintreten. In Dänemark bewirkte die verstärkte Marktdurchdringung von PtH-Anlagen eine Reduktion der negativen Residuallast von 100 h im Jahr 2011 bis auf die heutigen 30 bis 40 h. Die Voraussetzungen dafür wurden durch eine Reduktion der Stromsteuer auf umgerechnet 2,84 ct/kWh geschaffen [64, S. 33]. In Deutschland ist diese Nutzung aktuell aufgrund der hohen Abgaben sowie der geringen Anzahl an Stunden mit negativer Residuallast uninteressant, das Entstehen wirtschaftlicher Potentiale hängt maßgeblich von den Entscheidungen der Politik ab.

Ein weiteres Anwendungsfeld für PtH ist die Verringerung von Einspeisemanagement-Maßnahmen. Gemäß §14 EEG sind Netzbetreiber befähigt, erneuerbare Stromerzeugungsanlagen zur Wahrung der Netzstabilität in ihrer Einspeiseleistung zu reduzieren oder ganz vom Netz zu nehmen. Im Falle einer Abregelung muss der verantwortliche Netzbetreiber den Anlagenbetreiber für 95 % der entgangenen Einnahmen entschädigen [16, §15]. Mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung steigt auch die Anzahl an Einspeisemanagementmaßnahmen. Besonders betroffen sind Anlagen nahe der Küste: in einem Landkreis in Nordfriesland kam es bereits 2012 zu fast 4000 h, in denen Einspeisemanagement erforderlich wurde. Diese Entwicklung verursacht nennenswerten volkswirtschaftlichen Schaden, nach Angaben des Wirtschafts magazins *Capital* erreichte dieser 2014 erstmals die Grenze von 100 Mio. € [65]. Auch aus energetischer Sicht sind Abregelungen zu vermeiden. Während Strom mit Primärenergiefaktor Eins aufgrund von lokaler Netzüberlastung abgeregelt wird, werden gleichzeitig im Süden der Republik fossile Kraftwerke zur Deckung des Bedarfs betrieben. Die Gebiete mit hoher Abregelungsrate bieten somit ein hohes technisches Potential, lokale Netzengpässe zu beseitigen und den Ausbaubedarf der Netze zu reduzieren. In diesem Fall wären zwar immer noch Erzeugungskapazitäten in Süddeutschland notwendig, der Einsatz von PtH würde jedoch für eine Nutzung der andernfalls abgeregelter Energie sorgen und somit fossile Brennstoffe einsparen. Für solche Maßnahmen wäre

es allerdings notwendig, auf lokaler Ebene Kapazitäten vertreiben zu können. Aktuell ist diese Möglichkeit in Deutschland nicht gegeben, es müssten erst die Rahmenbedingungen dafür geschaffen werden. Ein möglicher Lösungsansatz wäre beispielsweise die Versteigerung von Einspeisemanagement-Strom an Power-to-Heat Anlagen.

Im Gegensatz zur Nutzung negativer Residuallasten bewegt sich Einspeisemanagement auf einer rein regionalen Ebene. Es gibt auch keine Korrelation zwischen negativen Strompreisen und erhöhter Abregeldauer, Ursachen für die Abregelung sind einzig die lokalen Beschränkungen des Verteilnetzes [64, S. 81]. Aus technischen Gründen müssten sich die Power-to-Heat Anlagen in der gleichen Regelzone befinden wie die abzuregelnden Anlagen. Dabei gilt es allerdings zu beachten, dass die am meisten betroffenen Gebiete an der Küste meist nicht über die notwendige Infrastruktur verfügen, um Power-to-Heat im großen Stil zu integrieren.

Derzeit ist für PtH nur die Vermarktung auf dem Regelenenergiemarkt lukrativ. Grundsätzlich können die Anlagen alle Qualitäten von Regelenenergie vorhalten. Aufgrund der symmetrischen Angebotsgröße müssten sie sich für den Einsatz in der Primärregelung jedoch kontinuierlich im Betrieb befinden, wodurch diese Option unpraktikabel wird. Generell wird eine Vermarktung als Sekundärregelung angestrebt, da diese aktuell das größte wirtschaftliche Potential bietet [vgl. 66, S. 127]. Aus technischer Sicht sind Elektrodenheizkessel und Durchlauferhitzer in der Lage, die Präqualifikationsbedingungen zu erfüllen. Die Angaben bezüglich der Kaltstart-Geschwindigkeiten variieren zwischen den einzelnen Quellen, es herrscht in der Fachliteratur jedoch der Konsens, dass alle Qualitäten problemlos erbracht werden können [vgl. 66, 64]. Auf Anfrage bestätigte auch der Hersteller *Parat*, dass deren Elektrodenheizkessel in weniger als 5 Minuten vom kalten Zustand bis zur Vollast geregelt werden können.

Bei Elektroheizern wird zwischen zwei gängigen Bauweisen unterschieden: Elektrodenheizkessel (EHK) und Durchlauferhitzer. Elektrodenkessel erwärmen Wasser einzig durch den spezifischen Widerstand des Wassers ohne Nutzung von Widerstandselementen. Durchlauferhitzer funktionieren nach einem ähnlichen Prinzip, verfügen jedoch nicht über einen Vorratsbehälter, sondern geben die Energie direkt an den durchströmenden Volumenstrom ab. Bei größeren Leistungsklassen über zwei Megawatt werden zumeist Elektrodenheizkessel verbaut, bei kleinen Leistungen, wie beispielsweise im Haushalt kommen Durchlauferhitzer zum Einsatz. Der Anschluss erfolgt bei hoher Leistung auf Mittel- oder Hochspannungsebene, bei Leistungen um ein Megawatt kann auch über das 400 V- oder 690 V-Niederspannungsnetz angeschlossen werden.

In der aktuellen Diskussion um den Einsatz von PtH werden hauptsächlich Wärmenetze als Einsatzorte berücksichtigt. Diese bieten einerseits eine bereits etablierte Infrastruktur an Wärmeabnehmern und sind zum anderen zumeist schon mit Wärmespeichern ausgestattet. In Deutschland sind insgesamt ca. 1400 Nah- und Fernwärmenetze installiert, die sich über eine Länge von 19000 km erstrecken [67]. Auch in der Fachliteratur wurde hauptsächlich der Einsatz von PtH in Nah- und Fernwärmenetzen

diskutiert [vgl. 66, 64, 67]. Dabei wurde der Integration erneuerbarer Energien durch Power-to-Heat ein *“beeindruckend hohes und mit gegenwärtig verfügbarer Technik sehr einfach und kostengünstig zu erschließendes Potential“* [66, S. 204] zugesprochen. Diese Arbeiten berücksichtigen jedoch nicht die schwindende Wärmenachfrage der Endverbraucher. Aufgrund von Gebäudesanierungen und hohen Anforderungen an die energetische Qualität von Neubauten ist zukünftig ein Rückgang des Wärmemarkts zu erwarten. Mit der sinkenden Anschlussdichte in bestehenden Wärmenetzen besteht das Risiko, dass sie unter eine kritische Anschlussdichte fallen können. In Folge steigt auch das Risiko von Investitionen in wärmenetzbezogene PtH-Projekte [68, S. 4]. Ein Erfolgsbeispiel für die Integration von Power-to-Heat in Wärmenetzen liefert Dänemark, 2014 waren dort bereits 360 MW an Elektrokesseln installiert.

Eine Alternative zu der Einbindung in große Verteilnetzwerke sind Hybridheizsysteme. Diese beschreiben eine Kombination von etablierter, konventioneller Heiztechnik mit Elektroheizern. Die elektrischen Wärmeerzeuger werden bivalent-parallel eingebunden und nutzen Stromüberschüsse oder den Regellenergemarkt, um Wärmegestehungskosten für den Endverbraucher zu senken. Eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt macht für kleine Endverbraucher nur im Pool Sinn, für die Aggregatorenrolle sind besonders die Hersteller der Heizsysteme prädestiniert. Für Einzelhaushalte sind bei einer Teilnahme am MRL-Markt Amortisationsdauern von ungefähr 25 Jahren berechnet worden, wobei der Preisverfall auf den Regelleistungsmärkten nicht berücksichtigt wurde [68, S. 37]. Einzig staatliche Fördermechanismen könnten solche Heizsysteme wirtschaftlich attraktiv gestalten.

Durch die Kombination von Kraftwärmekopplungsanlagen mit elektrischen Heizpatronen besteht die Möglichkeit, Spitzenlasten durch die Heizpatrone zu erbringen und dadurch die KWK-Anlage kleiner dimensionieren zu können. Durch den Eigenstrombezug ist in diesem Fall eine Vermeidung der meisten Umlagen und Steuern möglich. Selbst eine stromgeführte Fahrweise ließe sich für eine KWK-Anlage in Kombination mit Elektroheizern und einem Wärmespeicher realisieren, dann wäre allerdings eventuell ein Rückkühler zur Abfuhr überschüssiger Wärme notwendig. Hybride Heizsysteme bieten eine Vielzahl an Möglichkeiten, den Wärmebezug zu flexibilisieren. Eine Recherche hat in wissenschaftlichen Literatur jedoch keine Studien zu Tage geführt, die Potentiale in diesem Bereich quantifizieren.

Theoretisch sind auch Wärmepumpen als Power-to-Heat-Anlage nutzbar. Speziell im Bereich von Fernwärmenetzen gibt es jedoch technische Bedenken: Wärmepumpen werden meist bei Niedertemperaturanwendungen eingesetzt, da Beschränkungen des Verdichters die Differenz zwischen Verdampfungs- und Verflüssigungstemperatur einschränken. Fernwärmenetze haben im Winter Vorlauftemperaturen von bis zu 100 °C, welche den Einsatz von Großwärmepumpen stark begrenzen. Elektrodenkessel besitzen keine derartigen Beschränkungen, sie können auch problemlos zur Dampferzeugung eingesetzt werden. Dabei kommt erschwerend dazu, dass Wärmepumpen eine Leistungs-

zahl größer eins aufweisen und somit eine größere Wärmemenge einspeisen. Dies mag energetisch sinnvoll sein, bei Anwendungen mit begrenzter oder witterungsabhängiger Wärmenachfrage werden jedoch zusätzliche Investitionen in vergrößerte Speicher erforderlich. Ein weiteres Argument gegen den Einsatz von Wärmepumpen sind die, verglichen mit Elektrokesseln, hohen Investitionskosten, die einen wirtschaftlichen Betrieb im gegenwärtigen Marktumfeld erschweren.

3.4 Wärmepumpen

Wärmepumpen nutzen die zum Aggregatswechsel benötigte Verdampfungsenthalpie, um Energie von einer Wärmequelle zur Wärmesenke zu verschieben. Die Besonderheit dabei ist, dass die Temperatur der Wärmesenke über jener der Wärmequelle liegt.

Man unterscheidet im Heizungsbereich zwischen Luft-Wasser-Wärmepumpen, welche die Umgebungsluft als Wärmequelle nutzen, und Wasser-Wasser-Wärmepumpen, die als Wärmequelle ein flüssiges Medium, im Gebäudebereich häufig eine geothermische Quelle, nutzen. Von entscheidender Bedeutung für den Energiebedarf der Wärmepumpe ist die Temperaturdifferenz zwischen den Medien. Der zu überwindende Druck und damit auch der Energiebedarf steigen analog zur Temperaturdifferenz; Schäden aufgrund zu hoher Druckdifferenzen werden durch eine Sicherheitsabschaltung verhindert. Aus diesem Grund findet der Einsatz von Wärmepumpen meist in Kombination mit großflächigen Niedertemperatur-Heizsystemen statt.

Als Stromabnehmer lassen sich Wärmepumpen in ein Energiemanagementsystem integrieren. Dabei ergeben sich, abhängig von der Leistungsregelung, zwei Möglichkeiten: Einstufige Wärmepumpen takten im Teillastbetrieb mit Nennleistung. Ein häufiges Takten wirkt sich negativ auf die Lebensdauer der Einzelkomponenten aus. Hiervon besonders betroffen ist der Verdichter. Somit eignen sich einstufige Wärmepumpen speziell für zeitliche Lastverlagerungen, wie variable Stromtarife, sodass im Niedertarif ein durchgehender Nennlastbetrieb möglich ist. Eine derartige Betriebsweise erfordert zwangsläufig großzügig dimensionierte Wärmespeicher, um die Wärmenachfrage in Hochtarifzeiten abzudecken.

Moderne Wärmepumpen verfügen häufig über modulierende Regelungen, die eine stufenlose Anpassung der Wärmeleistung durch einen Frequenzumformer erlauben. Dadurch eignen sie sich auch für Demand-Response-Anwendungen. Bereits heute wird ein Teil dieser Flexibilität bereits genutzt: Als Gegenleistung für verbilligte Heizstromtarife wird dem Energieversorgungsunternehmen die Möglichkeit eingeräumt, die Wärmepumpe innerhalb einer vorher definierten Sperrzeit nicht mit Strom zu versorgen. Eine weitere Verbesserung der Flexibilität lässt sich durch die Installation zusätzlicher Heizungspufferspeicher erreichen.

Ähnlich wie Batteriespeicher können Wärmepumpen für Laststeigerungen und Lastreduktionen eingesetzt werden. Um Last gezielt zuschalten zu können, müsste die

Wärmepumpe aber entsprechend überdimensioniert werden, was im Teillastbetrieb zu Takten führen kann. Auch die Vorhaltung von Regelleistung ist technisch möglich, insbesondere im Bereich der Minutenreserve, welche die niedrigsten technischen Restriktionen aufweist, sind Potentiale vorhanden. Da der Betrieb von Wärmepumpen stark saisonal geprägt ist, kann negative Regelleistung nur in den Sommermonaten vermarktet werden. Das deckt sich mit dem saisonalen Bedarf, der auch im Sommer ansteigt.

Ein Einsatz von Wärmepumpen im Rahmen von DSM wurde bereits in mehreren wissenschaftlichen Veröffentlichungen untersucht. Dabei konnten Kostenersparnisse von bis zu 34 % an einem realen Gebäude nachgewiesen werden [vgl. 69, 70, 71]. Die Hersteller haben dieses Potential erkannt: Auch wenn seitens der Energieversorger noch keine intelligenten Stromzähler mit Preissignalen angeboten werden, gibt es auf dem Markt bereits Modelle, die eine Smart Grid Funktionalität versprechen. Der Bundesverband Wärmepumpe hat dazu das Produktlabel *SG Ready* eingeführt, dass die Möglichkeit der regelungstechnischen Einbindung in ein intelligentes Stromnetz zertifiziert. Derzeit⁴ sind 945 Geräte mit diesem Zertifikat auf dem Markt vertreten [72].

Tabelle 4: Lastmanagementpotentiale von Wärmepumpen in Süddeutschland nach [40, S. 77]

| äquivalente Tagesmitteltemperatur | Minimum in MW | Maximum in MW |
|-----------------------------------|---------------|---------------|
| -10 °C | 550 | 630 |
| 0 °C | 340 | 400 |
| 10 °C | 110 | 180 |

In Tabelle 4 sind Lastmanagementpotentiale in Süddeutschland bei Abrufdauer von einer Stunde aufgezeigt. Abhängig von den Witterungsverhältnissen ist ein hohes Potential vorhanden. Durch die Kopplung mit der Tagesmitteltemperatur sind für die Nutzung allerdings ausgefeilte Prognosen notwendig. Aufgrund begrenzter Speicherkapazitäten sinkt das Potential mit steigender Abrufdauer, bei einem Abruf von 12 h bleibt lediglich eine mittlere abschaltbare Leistung von 14 MW [vgl.] [40].

Der Absatz von Wärmepumpen befindet sich schon seit Jahren stark im Wachstum. Inzwischen wird jeder dritte Neubau mit einer Wärmepumpe ausgestattet [73]. Schätzungen gehen von einer Verdopplung bis Verdreifachung des Bestandes aus dem Jahr 2011 bis 2020 aus [40]. Bis 2030 werden nach konservativen Prognosen bis zu 17 GW an Gesamtleistung installiert sein [74]. Mit diesem starken Marktwachstum steigt auch das Potential für Anwendungen im Rahmen von Lastmanagement. Auch wenn sich der Einsatz auf dem Regelleistungsmarkt als schwierig gestaltet, gibt es im Bereich von

⁴Stand 10. Februar 2016

DSM erhebliche technische und wirtschaftliche Potentiale. Diese werden jedoch durch die Kopplung von Strom und Wärme witterungsbedingt eingeschränkt.

3.5 Kraftwärmekopplung

Im Rahmen der Energiewende wird verstärkt auf Stromerzeugung aus Kraftwärmekopplungsanlagen gesetzt. Die meisten KWK-Anlagen sind als Blockheizkraftwerke, kurz BHKWs, ausgeführt. Diese nutzen eine Wärmekraftmaschine zur Umwandlung chemischer Bindungsenergie in nutzbaren elektrischen Strom und gewinnen zusätzlich mittels Wärmeübertrager die im Abgas enthaltene sensible Wärmemenge. Durch die Nutzbarmachung der Abwärme können außerordentlich hohe Brennstoffnutzungsgrade verwirklicht werden, die sich in einem niedrigen Primärenergiefaktor niederschlagen. Im Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramm der Bundesregierung (IEKP) ist eines der Ziele, den Anteil von KWK-Anlagen an der Gesamtstromerzeugung von 12,5 % auf 25 % im Jahr 2020 zu verdoppeln [75, S. 9]. 2011 wurde bereits 16,6 % der Nettostromerzeugung durch KWK bereitgestellt. Verschiedene Wachstumsszenarien deuten zwar an, dass das Ziel des IEKP bis 2020 vermutlich nicht erreicht wird, bis 2020 kann aber mit einem weiteren Anstieg der Nettostromerzeugung um 56 % auf 125 TWh gerechnet werden [76, S. 71]. Kurz- und mittelfristig zeigen sich also erhebliche Wachstumsperspektiven für Kraftwärmekopplungsanlagen.

In einem zunehmend von Flexibilität geprägten Stromsystem birgt die Kopplung von Strom- und Wärmeerzeugung jedoch erhebliche Nachteile. Die meisten KWK-Anlagen werden wärmegeführt betrieben, die Stromerzeugung folgt somit der Wärmenachfrage. Um eine stromgeführte Betriebsweise zu realisieren besteht also die Notwendigkeit, die Wärmenachfrage zu verlagern. Dazu ist einerseits die Installation von ausreichend großen Pufferspeichern notwendig. Aufgrund der witterungsbedingten Nachfrage besteht somit allerdings immer noch eine Kopplung saisonaler Faktoren. Eine mögliche Lösung stellt eine gezielte Wärmeabfuhr, beispielsweise über Rückkühler auf dem Dach dar. Ein solcher Kondensationsmodus führt zwar zu einer Verschwendung von Wärme, erlaubt aber auch die Maximierung vorhandener Flexibilitätspotentiale der einzelnen KWK-Anlagen. Von besonderem Interesse bei einer Direktvermarktung ist die Verschiebung der Stromerzeugung in hochpreisige Kostenblöcke.

Auch die Teilnahme am Regellenergemarkt ist technisch möglich. Durch Steigern und Verringern der Stromerzeugung können KWK-Anlagen sowohl positive als auch negative Regelleistung vorhalten. Bisher fand eine Vermarktung hauptsächlich bei zentralen Anlagen mit großer Erzeugungsleistung statt. Doch auch bei dezentralen BHKWs sind Potentiale vorhanden. Prominentes Beispiel war der Anbieter *Lichtblick*, der sein als *Schwarmkraftwerk* titulierte virtuelles Kraftwerk am Regelleistungsmarkt anbietet. Dieses umfasst inzwischen schon über 1000 BHKWs in Leistungsklassen von 20 kW bis 1500 kW. Die Betriebsweise der einzelnen Anlagen wird unter Berücksichtigung

von Pufferfüllständen, Wartungseinsätzen, Störungen und bereits erfolgter Taktungen auf den Spot- und Regelenenergiemarkt optimiert. Die technischen Einheiten erfüllen einzeln und im Schwarm die Präqualifikationsanforderungen für Sekundär- und Tertiärregelung. Im bisherigen Betrieb hat sich wiederholt die Problematik der saisonalen Wärmenachfrage abgezeichnet [77]. Im Sommer könnten die Anlagen zwar die volle Leistung vermarkten, werden aber durch die Wärmenachfrage begrenzt. Innerhalb des virtuellen Kraftwerks kann das zwar teilweise durch eine optimierte Betriebsweise ausgeglichen werden, dennoch sind die Einspeisemöglichkeiten eingeschränkt. In Abbildung 10 ist der Zusammenhang zwischen mittlerer Außentemperatur und anbotbarer Leistung dargestellt. Das Schwarmkraftwerk scheiterte an der Kooperation der beteiligten Partner, Lichtblick und Volkswagen. Inzwischen experimentieren aber auch andere Anbieter mit ähnlichen Konzepten, beispielsweise gibt es bei Viessman Überlegungen, die eigenen Produkte in ähnlicher Form zu verkoppeln.

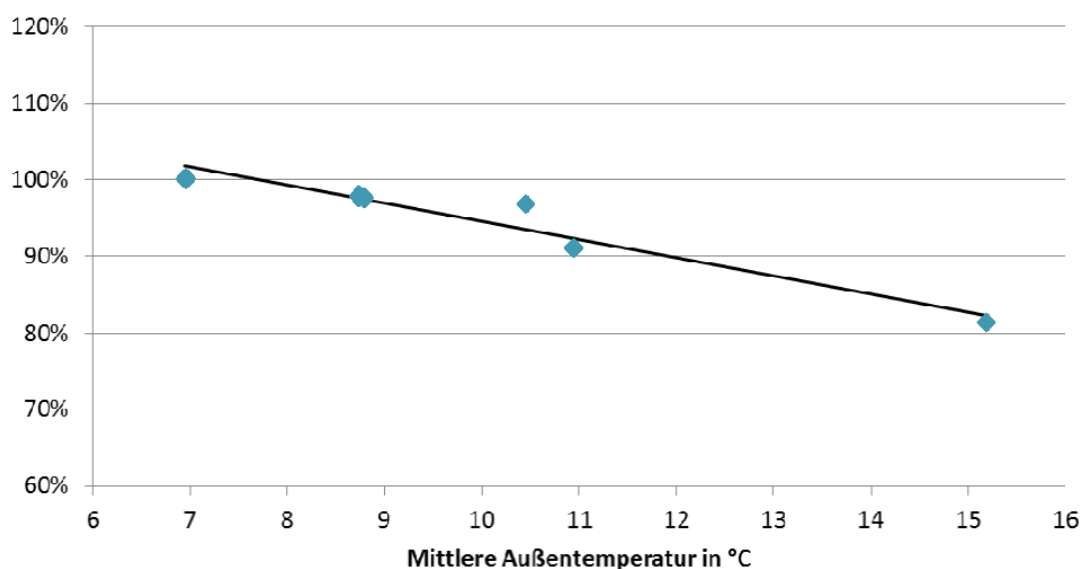


Abbildung 10: Abhängigkeit der anbietbaren Leistung von Außentemperatur (aus [77, S. 19])

Mittelfristig weisen KWK-Anlagen gute Wachstumsprognosen auf, aber bei einer längeren Betrachtungsperspektive zeigen sich einige Risiken. Sofern sich der Wärmebedarf entsprechend des Zielszenarios der Energiereferenzprognose des Bundeswirtschaftsministeriums entwickelt, ist mit einem Rückgang des Raumwärmebedarfs um 50 % bis zum Jahr 2050 zu rechnen. Besonders dezentrale Anlagen im ländlichen Raum werden von dieser Entwicklung betroffen sein, der Rückgang in urbanen Ballungsgebieten wird voraussichtlich weniger drastisch ausfallen [78, S. 43]. Somit stellt sich langfristig die Frage, ob die für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendige Wärmeabnahme auch in Zukunft garantiert werden kann. Die hohe regulatorische Unsicherheit gestaltet das Abschätzen von Entwicklungen auf dem Wärmemarkt als schwierig, sodass langfristige Potentiale nur schwer abgeschätzt werden können.

3.6 Kleinverbraucher

Der Strombedarf deutscher Haushalte betrug 2011 140 TWh, was 26,6 % des gesamten Strombedarfs entspricht [79]. Ein solch hoher Bedarf lässt auf Potentiale für gezielte Lastverlagerungen schließen. Lastmanagement ist im Haushaltssektor überall dort denkbar, wo kein Eingriff in das Komfortempfinden des Nutzers stattfindet. Ein Abschalten von Unterhaltungselektronik würde als starker Eingriff in das Nutzerverhalten vermutlich nicht akzeptiert werden, eine Verlagerung des Waschmaschineneinsatzes hingegen schon. In Abbildung 11 ist anteilig der Strombedarf verschiedener Verbrauchergruppen in einem durchschnittlichen Haushalt aufgetragen, Heizstrom wurde dabei berücksichtigt. Auffällig ist der hohe Anteil an elektrischer Warmwasserbereitung – Ein Viertel der Haushalte nutzen elektrische Energie zur Erzeugung von Trinkwarmwasser. Wie schon im Abschnitt Power-to-Heat aufgezeigt, bietet die Kopplung von elektrischer und thermischer Energieabnahme ein nennenswertes technisches Potential. Auch in Privathaushalten ist die Steuerung der Warmwasserbereitung durch externe Signale denkbar, besonders zentrale Anlagen mit Pufferspeichern sind dafür geeignet.

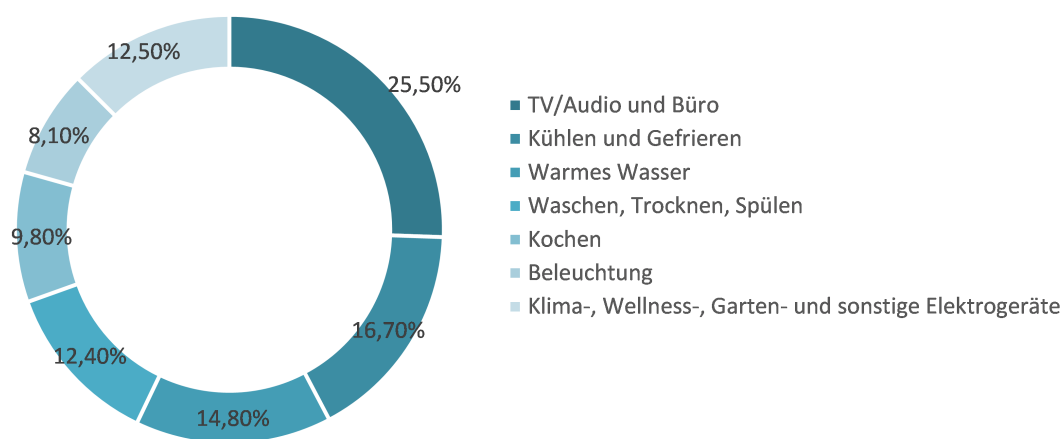


Abbildung 11: Strombedarf in Haushalten 2011 (eigene Darstellung nach [80])

Zu den besonders geeigneten Haushaltsgeräten zählen Geschirrspülmaschinen, Waschmaschinen oder Kühlschränke. Durch eine Verlagerung von energieintensiven Prozessen wie dem Abtaumechanismus eines modernen Kühlschranks oder eines Geschirrspülvorgangs können beträchtliche Potentiale freigesetzt werden. In Tabelle 5 sind die praktischen Potentiale der drei oben aufgeführten Geräte aufgezeigt.

Speziell im Haushaltsbereich stehen einer flächendeckenden Einführung von Laststeuerungsmechanismen jedoch noch technische und organisatorische Potentiale im Weg. In vielen Haushalten sind noch alte Geräte vorhanden, die keine Schnittstellen für einen automatisierten Zugriff auf das Verbrauchsverhalten aufweisen. Premiumhersteller wie Bosch oder Liebherr bieten zwar bereits heute Haushaltsgeräte mit

Tabelle 5: Übersicht über das theoretische Potential von DSM in Haushalten nach [81]

| | Geschirrspülma- schinen | Waschmaschinen & Trockner | Kühl- & Gefrier- geräte |
|--|----------------------------|------------------------------|----------------------------|
| Komforteinbußen | gering | mittel | keine |
| Notwendigkeit von Leistungs- ausgleich | ja | ja | ja |
| Potential positiv | 860 MW | 1090 MW | 1900 MW |
| Potential negativ | 430 MW | 1090 MW | 11900 MW |
| Bereitstellungszeit positiv | 1 h | 2 h | 1 h |
| Bereitstellungszeit negativ | 2 h | 2 h | 1 h |

Smart-Grid-Funktionalität an, der Anteil an verkauften Neugeräten liegt jedoch noch unter 10 % [80]. Der Zugriff auf Verbrauchsgeräte fordert auch die Etablierung einheitlicher Schnittstellen, im Rahmen des E-Energy Modellprojekts wurden hierzu schon gute Erfahrungen mit dem IEC-61850 BUS gemacht [44].

Eine einfachere Alternative stellen preisbasierte Anreizsysteme, wie variable Tarife dar. Diese belohnen eine Anpassung des Nutzungsverhaltens an den Lastzustand des Netzes durch verringerte Strombezugskosten. In Tabelle 6 sind die gängigsten Tarifarten aufgezeigt. Nach § 40 EnWG sind Lieferanten zum Anbieten von Tarifen verpflichtet, die einen Anreiz auf die Steuerung des Energieverbrauchs setzen [17]. Bisher kommen aber nur wenige Versorger dieser Verpflichtung nach, variable Tarife finden sich derzeit hauptsächlich bei Sonderverbrauchern, wie Nachtspeicheröfen, oder im Rahmen von Forschungs- und Modellprojekten. Einzig *Next Kraftwerke* bietet Großverbrauchern einen volldynamischen Tarif, der viertelstündlich Strompreis variiert.

Zeitvariable Tarife belohnen die Verlagerung von Last hin zu Zeitblöcken mit historisch niedriger Nachfrage durch günstigere Strompreise. Im Rahmen dieser Tarifstruktur erfolgt meist eine Gliederung in mehrere, langfristig festgelegte, Preisstufen. Eine Abbildung von Volatilität und aktueller Marktsituation findet nicht statt.

Im Gegensatz dazu spiegeln dynamische Tarife die genaue Situation auf dem Strommarkt wieder. Die Verbraucherpreise orientieren sich an den jeweiligen Börsenpreisen, entweder in Stufen oder komplett flexibel. Da sich die Börsenpreise an der jeweiligen Angebotslage orientieren, werden somit Anreize zur Lastverlagerung in Abhängigkeit von der realen Lastsituation geschaffen. Dies erfordert jedoch eine aktive Teilnahme der Nutzer, welche den Strompreis beobachten und kurzfristig Entscheidungen treffen müssen. In manchen Pilotprojekten wurde eine Automatisierung der Haushaltsgeräte untersucht, welche den Nutzer von einer aktiven Teilnahme befreien können. Für viele

Verbraucher stellt dies jedoch einen störenden Eingriff in die Autonomie der eigenen Haushaltsführung dar.

Tabelle 6: Arten preisbasierter Tarifprogramme nach [82]

| Englische Bezeichnung | Deutsche Bezeichnung |
|------------------------------|--------------------------------|
| Time of Use Pricing (TOU) | Zeitvariabler Tarif |
| Critical Peak Pricing (CPP) | Zeitvariabler Tarif mit Events |
| Real-Time-Pricing (RTP) | Dynamischer Tarif |

Anders als bei Laststeuerung durch externe Entitäten profitiert der Kunde bei Einführung variabler Tarife von finanziellen Anreizen ohne Zwänge oder langfristige Verpflichtungen. Das Wahrnehmen der eigenen Möglichkeiten zur Lastverschiebung geschieht freiwillig und kann ohne Repressionen ausgesetzt werden, anders als beispielsweise bei einer Teilnahme am Regellenergiemarkt. Im Gegensatz zu vielen Automatisierungslösungen sind bei variablen Tarifen auch keine Intermediäre, wie Aggregatoren, notwendig, der Verbraucher erfährt lediglich eine Anpassung der ohnehin vorhandenen vertraglichen Lieferbedingungen für den Strombezug. Die Erschließung der Potentiale von Haushaltskunden wird Dritten allerdings schwerfallen, als natürlicher Partner bieten sich die jeweiligen Energieversorgungsunternehmen an.

In einer Studie des Fraunhofer ISI wurde die Akzeptanz der Bevölkerung verschiedener für Arten dynamischer Tarife bewertet. Bevorzugt werden demzufolge Tarife mit starren Preisstufen und einer gewissen Automation des Verbraucherverhaltens, sodass Konsumenten Niedrigpreisphasen nutzen können ohne selbst die Preisentwicklung verfolgen zu müssen [82]. Auch Befragungen mit größeren Stichproben in Schweden zeigten ein ausgeprägtes Interesse an Laststeuerprogrammen, besonders bei Eigenheimbesitzern [83]. Eine Untersuchung in Kalifornien zeigte, dass Lastreduktionen von bis zu 13 % möglich sind, abhängig von Außentemperatur und gewähltem Tarif [84].

In der Fachliteratur herrscht der Konsens, dass variable Tarife einen messbaren, positiven Einfluss auf das Lastverhalten von Haushaltsverbrauchern haben. Auch verschiedene Studien und Untersuchungen zur Akzeptanz in verschiedenen Bevölkerungsgruppen deuten auf ein nennenswertes nutzbares Potential hin. Die Effizienz der Maßnahmen hängt von der Motivation der Verbraucher, und damit der preislichen Gestaltung, ab. Auch eine Visualisierung des Verbrauchsverhaltens, beispielsweise mittels smartphonebasierter Applikationen, kann Anreize zu Laststeuerungs- und Energieeffizienzmaßnahmen liefern. Verbrauchstransparenz kann so zu energiebewusstem Handeln beitragen. Als Grundvoraussetzung für eine Einführung flexibler Tarife gilt die großflächige Verbreitung intelligenter Stromzähler, welche über Funksignale mit den Energieversorgern kommunizieren und die Preissignale an den Verbraucher weitergeben können.

Eine umfassende Betrachtung der Einbindung von Kleinverbrauchern in Lastmanagement-Systemen fand im Rahmen des Förderprogramms *E-Energy* statt. Anhand sechs Modellregionen wurden über einen Zeitraum von fünf Jahren verschiedene Maßnahmen zur intelligenten Vernetzung von Verbrauchern und Erzeugern durch moderne Informations- und Kommunikationstechnologie untersucht. Zu Beginn des Projekts fehlte es an geeigneten Lösungen, um den Kunden Rückmeldung über ihr Verbrauchsverhalten zu liefern. Daraus folgend wurden sowohl Prototypen von Feedback-Instrumenten entwickelt, als auch entsprechende Smartphone-Applikationen geschaffen. Mittels optimierter Tarifierung konnten Verbrauchsverlagerungen von bis zu 10 % erreicht werden. Es zeigte sich aber auch, dass Teilnehmer einfache Tarife mit längeren Vorlaufzeiten bevorzugten. Es besteht jedoch ein direkter Zusammenhang zwischen Nutzen und Aufwand, der in Abbildung 12 aufgezeigt ist, simple Tarife schränken auch die möglichen Erlöse ein. Auch die Zahlungsbereitschaft für die Feedback-Instrumente war nur schwach ausgeprägt, viele Verbraucher zeigten nur beschränktes Interesse an ihrem Stromverbrauch.

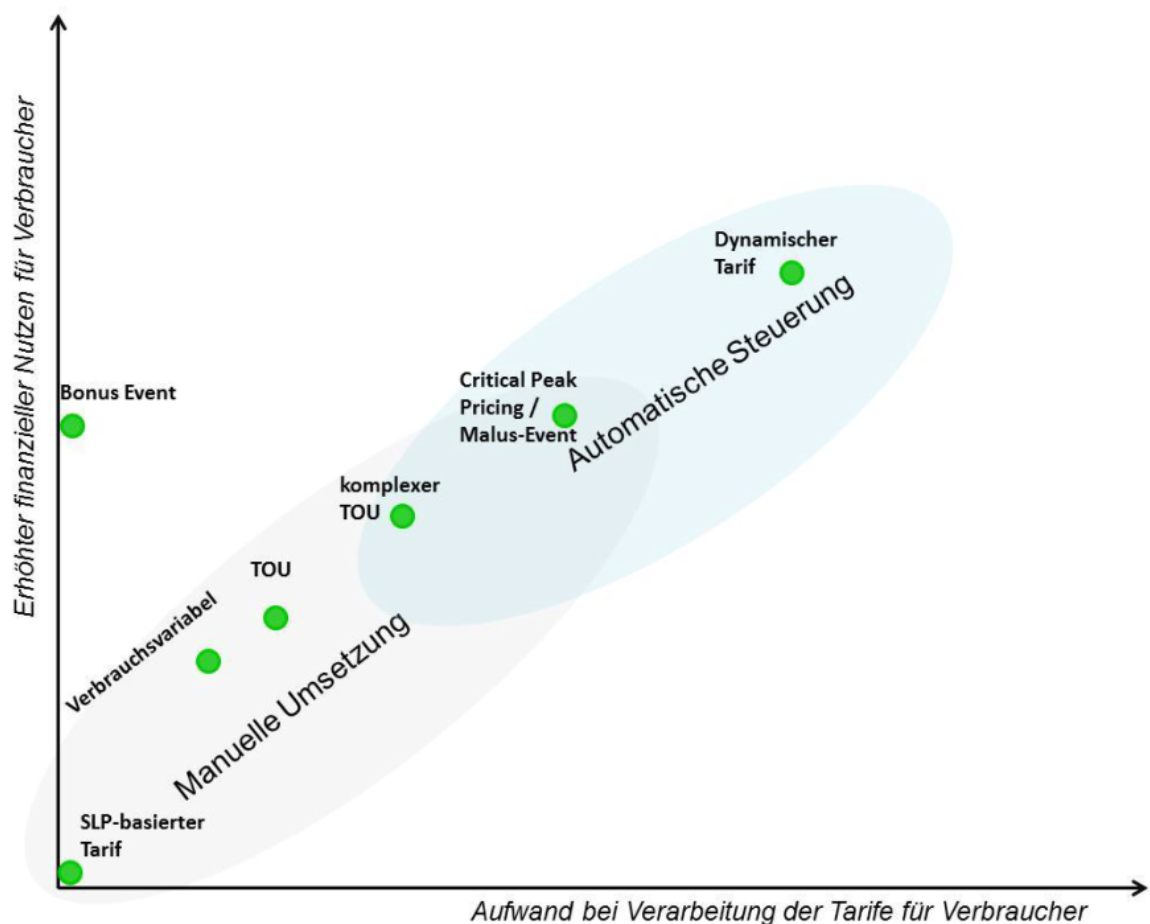


Abbildung 12: Qualifizierung von innovativen Tarifkonzepten in Bezug auf Nutzen und Aufwand der Verarbeitung (aus [44, S. 142])

3.7 Messtechnik

Jede Form von Eingriff in das Stromnetz setzt eine ausreichende Datengrundlage voraus. Um Verbrauch und Einspeisung auszugleichen, ist eine ausreichend scharfe Erfassung des Netzzustandes erforderlich. Der Ausgleich lokaler Netzengpässe setzt somit auch eine Zustandserfassung der Verteilnetze auf Hoch- und Mittelspannungsebene voraus. In Übertragungsnetzen sind in Deutschland Zustandsmessungen schon seit den 1970er Jahren Stand der Technik, in Verteilnetzen fehlt jedoch eine flächendeckende Verbreitung von Echtzeitmessungen [85]. Eine Grundvoraussetzung für die Einführung eines Smart Grids ist somit die Schaffung einer adäquaten Messtechnik-Infrastruktur, um in Echtzeit Lastzustände einsehen zu können.

Eine intelligente Fernmeldestruktur sollte folgende drei Funktionen ermöglichen:

1. Automation der Verteilnetzsteuerung
2. Aktive Bedarfssteuerung, beispielsweise Demand Response
3. Automatische Zählerablesung

Die Möglichkeiten zur Datenübermittlung sind vielfältig: Lösungen wie eine Nutzung der öffentlichen Mobilfunkdienste, Satellitenkommunikation, Datenübertragung über Stromleitung und EVU-eigene Funksysteme sind denkbar und werden bereits zum Teil genutzt. Next Kraftwerke nutzen beispielsweise SIM-Karten in ihren Erfassungsgeräten, um über das Mobilfunknetz Daten übertragen zu können.

Der Begriff des *Smart Meters* ist im öffentlichen Kurs vielerorts präsent. Als solches werden Zähler bezeichnet, die den Zählerstand digital speichern und gegebenenfalls elektronisch an Versorgungsunternehmen übermitteln. Bei einer ausreichenden Verbreitung erlaubt diese Technologie sogar eine gerätescharfe Verbrauchserfassung. Durch die ausgeweiteten Möglichkeiten der Messdatenerfassung können einerseits Potentiale für Energieeffizienzmaßnahmen identifiziert werden, zum anderen erlauben sie Bilanzkreisverantwortlichen eine genauere Prognoseerstellung, verglichen mit den momentan genutzten Standardlastprofilen (SLP). Moderne Geräte können auch steuernde Funktionen, beispielsweise im Rahmen einer Verbrauchsverlagerung übernehmen.

Eine Einführung von intelligenten Messsystemen wird in der EU-Richtlinie 2009/72/EG geregelt. Nach Durchführung einer wirtschaftlichen Bewertung, die langfristige Kosten und Vorteile eines Smart-Meter-Rollouts für Markt und Verbraucher prüft, sollen bei positiver Beurteilung bis 2020 mindestens 80 % der Verbraucher mit intelligenten Verbrauchserfassungssystemen ausgestattet werden [86, S. 91]. Die Bewertung erfolgte in Deutschland durch eine Kosten- und Nutzenanalyse von Ernst & Young, die zum Schluss kam, dass

“die von der EU angestrebte Rolloutquote [...] zu einem gesamtwirtschaftlich negativen Netto-Kapitalwert führt und zudem für den Großteil der Kundengruppen wirtschaftlich nicht zumutbar ist.“ [87, S. 217]

Das Gutachten betont die Wichtigkeit einer maßgeschneiderten Lösung für Deutschland. Die Bundesregierung sieht in der flächendeckenden Einführung von Smart Metern eine Grundlage der Energiewende. In einem Eckpunktepapier zu dem bevorstehenden “Verordnungspaket Intelligente Netze“ wird eine flächendeckende Einführung von Smart Metern in mehreren Schritten beschrieben. Von 2017 bis 2022 sollen stufenweise aller Verbraucher ab 6000 kWh/Jahr mit intelligenter Messtechnik ausgestattet werden [88]. Im Unterschied zur EU Vorgabe findet eine Entlastung der Kleinverbraucher statt, die nach Ernst & Young andernfalls finanziell besonders stark belastet würden.

Die Meinungen zur Unverzichtbarkeit eines Smart-Meter-Rollouts gehen auseinander. Laut der Bundesnetzagentur besteht keine Notwendigkeit einer flächendeckenden Ausbringung von Smart Metern, vielmehr ist die Erfassung der Netzzustandsdaten an einigen besonders kritischen Messpunkten ausreichend für die Aufrechterhaltung eines stabilen Netzbetriebs. Smart Meter haben somit primär eine markt- und nur untergeordnet eine netzdienliche Funktion. Die durch den Aufbau einer Smart Metering-Infrastruktur entstehenden Kosten sind somit auch in der Marktsphäre aufzuteilen [9].

In der Öffentlichkeit wird der datenschutzrechtliche Umgang mit den erhobenen Daten als Risiko wahrgenommen. Feingranulare Stromverbrauchsdaten erlauben einen tiefen Einblick in das Nutzerverhalten, so wurde bereits aufgezeigt, dass die Verbrauchsdaten eines Smart Meters mit zweisekündiger Auflösung ausreichen, um Rückschlüsse auf das betrachtete TV-Programm zu treffen [89]. Als Reaktion veröffentlichte das BMWi mit dem Entwurf des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende Maßnahmen zur Wahrung des Datenschutzes durch Smart Meter [vgl. 90]. Verbrauchsdaten sind streng an den Verwendungszweck gebunden und dürfen nicht an Dritte übermittelt werden, sämtliche personenbezogene Messwerte sind unverzüglich zu löschen. Dennoch bleibt ein Restrisiko bestehen, die Gefahren eines Angriffs auf die informationstechnische Infrastruktur des Energienetzes wurden nicht zuletzt durch *Stuxnet* aufgezeigt.

Ein Smart Market funktioniert nicht ohne eine angepasste, zeitgemäße Dateninfrastruktur. Von der Erfassung bis hin zur Verarbeitung der Daten sind Maßnahmen zur Handhabung des erhöhten Datenvolumens erforderlich. Die Anforderungen an Informations- und Fernmeldetechnik zeichnen sich durch eine hohe technische und regulatorische Komplexität aus. Eine weitere Vertiefung würde über den Rahmen dieser Arbeit hinausgehen, es bleibt jedoch festzustellen, dass eine Anpassung der Informations- und Messinfrastruktur unabdingbar für die Einführung eines intelligenten Netz- und Marktsystems ist.

4 Simulation P2H

Um abschätzen zu können, inwiefern bereits heutzutage eine wirtschaftliche Vermarktung von flexiblen Lasten auf Gebäudeebene erfolgen kann, wurde ein Power-to-Heat-System mittels einer dynamischen thermischen Simulation untersucht. Ziel war es, Wirtschaftlichkeit und technische Machbarkeit einer Teilnahme am Regelenenergiemarkt zu prüfen. Da eine Recherche keine vergleichbare Untersuchung auf Gebäudeebene aufzeigte, waren auch Dimensionierung und Parametrierung der Anlagenkomponenten von Interesse.

4.1 Modellierung

Die Modellierung wurde mit R in der Entwicklungsumgebung R-Studio durchgeführt. R ist eine Programmiersprache für statistische Berechnungen und Visualisierungen. Sie kann durch eine Vielzahl frei erhältlicher Pakete erweitert werden und zeichnet sich durch ihre Flexibilität aus. Inzwischen wird R in der Statistik als Standardsprache genutzt, über verschiedene Schnittstellen ist eine Verknüpfung mit anderen Softwareprodukten problemlos möglich. Nachteilig sind die im Vergleich zu anderen Programmiersprachen schwache Rechenleistung und die verbesserungswürdige Optimierung.

Die Entscheidung für die Anwendung von R lag größtenteils in der gebotenen Flexibilität begründet. Mit der Sprache lässt sich ein explizites Rechenmodell vergleichsweise einfach implementieren. Die schwache Rechenleistung fällt bei einer Simulation mit 8760 Zeitschritten kaum ins Gewicht, da die zu verwaltenden Datenmengen relativ gering ausfallen. Ein weiterer Grund für die Anwendung von R waren die niederen preislichen Eintrittsbarrieren; da sowohl R als auch R Studio als freie bzw. Open-Source-Software erhältlich sind, mussten keine Lizenzen zugekauft werden. Die verwendete Version war R 3.2.2

4.1.1 System

Eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit steuerbarer Lasten, speziell im Bereich der Verteilnetze, gestaltet sich aus Betreiber- und Planer-Sicht aktuell noch schwierig, bisher fehlt es an Erfahrungen auf dem Gebiet. Die quantitative Bewertung noch nicht realisierter Vermarktungsmechanismen, beispielsweise der Abnahme von Einspeisemanagement-Strom, ist nur mit großen Einschränkungen der Genauigkeit machbar, da hierfür noch keine rechtlichen oder wirtschaftlichen Voraussetzungen existieren.

Als Beispiel für einen Markt, der in Deutschland bereits Laststeuermechanismen zulässt, ist der Regelenenergie aufzuführen. Da sich der Markt bereits natürlich entwickelt hat, können Wirtschaftlichkeitsberechnungen anhand realer Leistungs- und Arbeitspreise durchgeführt werden. Um die in den vorangegangenen Kapiteln eingeführten

theoretischen Konzepte am heutigen Markt beispielhaft zu untersuchen, wurde ein Power-to-Heat-System auf dem Sekundärregelleistungsmarkt simuliert.

Die Wahl eines PtH-Systems basierte auf zwei Grundsätzen: Einerseits sind Elektrodenheizkessel problemlos in der Lage, Regelenergie zu erbringen. Sie erfüllen die technischen Anforderungen und bieten hohe Flexibilität bei vergleichsweise geringen spezifischen Investitionskosten. Zum Anderen wurde der Einsatz von Power-to-Heat in den Randbedingungen einer Gebäudeversorgung nur tangential betrachtet, es liegen keine Untersuchungen speziell zu diesem Thema vor. Zielsetzung war es, einen technisch und wirtschaftlich sinnvollen Betrieb zu prüfen und eventuell Optimierungspotentiale aufzudecken.

Die Erbringung von Primärregelleistung durch PtH-Anlagen ist technisch problemlos möglich, wie das Beispiel Dänemark demonstriert. Aufgrund der symmetrischen Produktgröße scheitert es in Deutschland jedoch an den Rahmenbedingungen. Bereits installierte Anlagen nehmen hauptsächlich an der Sekundärregelung teil. Dafür gibt es zwei Gründe: Zum einen wird die Leistungsvorhaltung besser vergütet. Im Jahr 2015 konnten durch die mittleren Leistungspreise der Sekundärregelung eine Vergütung von 20.122 € erwirtschaftet werden, verglichen mit 15.564 € bei der Minutenreserve. Zum anderen zeichnen sich die Leistungspreise der MRL durch eine sehr hohe Volatilität aus. In Abbildung 13 sind die täglichen Leistungspreise im Jahr 2015 aufgetragen. Zur Übersichtlichkeit wurde der abgebildete Bereich begrenzt, der Grenzleistungspreis erreicht Spitzenwerte von bis zu 160 €/MW. Durch die starken Schwankungen werden die zur Angebotsabgabe notwendigen Prognosen deutlich erschwert. In Abbildung 27 auf Seite 84 kann die Preisentwicklung der Sekundärregelung zum Vergleich herangezogen werden. In dem hier abgebildeten Anwendungsfall kommt zudem noch ein weiterer Grund hinzu: aufgrund der längeren Aufrufdauern bei der Minutenreserve wird die Problematik der begrenzten Wärmabnahme noch weiter verschärft. Es ist davon auszugehen, dass eine Teilnahme an der Minutenreserve größere Speicherkapazitäten erfordert, was sich in erhöhten Investitionskosten und einem vergrößerten Raumbedarf niederschlägt. Aus diesen Gründen wurde nur die Teilnahme am Markt für Sekundärregelung genauer untersucht, die Minutenreserve aber nicht weiter betrachtet.

Die Präqualifikation einer Anlage für den Regelenergiemarkt erfordert das Aufzeichnen eines Betriebsprotokolls zur Demonstration der technischen Eignung. Aufgrund der stündlichen Auflösung ist das Simulationsmodell ungeeignet, diesen Beweis zu erbringen. Sowohl die Fachliteratur als auch persönliche Auskunft mehrerer Hersteller bestätigen jedoch, dass die Anforderungen der Sekundärregelung erfüllt werden.

Die Größe des Pufferspeichers ist entscheidend für eine Optimierung der Regelleistungsabrufe. Da die Nennleistung des EHK die zu erwartende Nennlast deutlich übertrifft, kann im Falle eines Regelleistungsabrufs die zugeführte Wärme nicht durch den anfallenden Wärmebedarf ausgeglichen werden. Die zusätzliche Trägheit eines Pufferspeichers erlaubt das Dämpfen und die zeitliche Verlagerung kurzfristiger Leistungs-

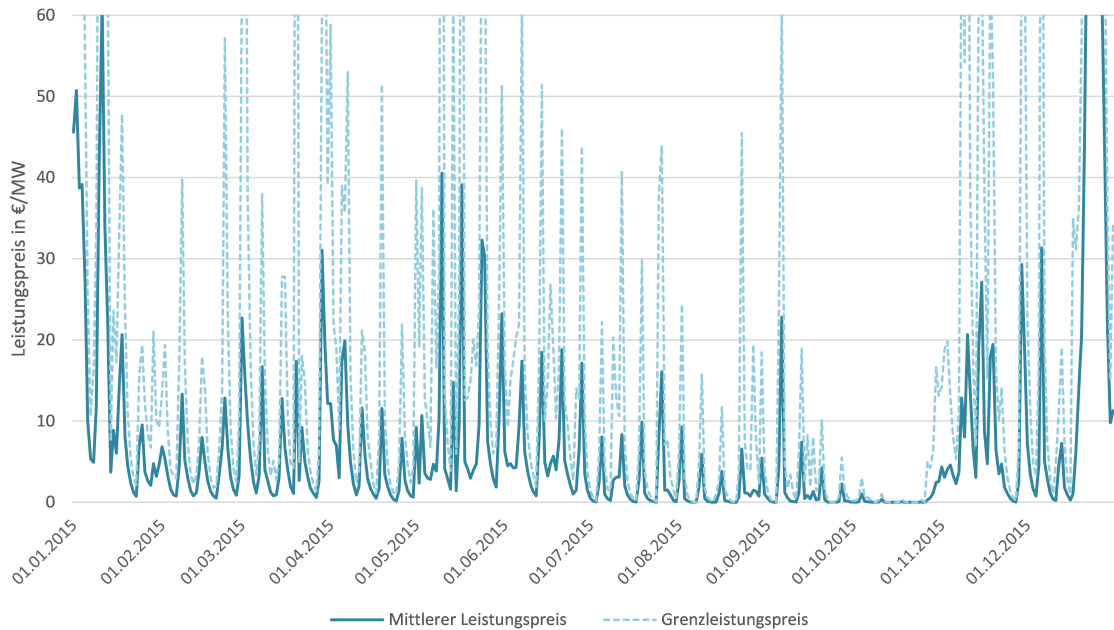


Abbildung 13: Leistungspreise für MRL 2015 (eigene Darstellung nach [31])

spitzen. Bisher sind keine Vergleichswerte für eine Speicherdimensionierung in einem vergleichbaren Umfeld bekannt. Die Optimierung der Speichergröße kann sich also entscheidend auf die Funktionalität des Gesamtsystems auswirken. Eine Mindestgröße ist durch die Präqualifikationsanforderung definiert: es müssen zwei aufeinanderfolgende Abrufe mit einer Länge von jeweils 15 Minuten erbracht werden können. In Abbildung 5 auf Seite 25 ist dieser Vorgang grafisch dargestellt. Da eine Wärmeabnahme zum Zeitpunkt des Musterabrufs nicht garantiert werden kann, muss der Pufferspeicher als Minimalgröße eine auf diese Wärmemenge abgestimmte Speicherkapazität aufweisen. Bei einer installierten Leistung von einem Megawatt und einer Temperaturspreizung im Speicher von 40 K entspricht das einer Größe von $10,7 \text{ m}^3$.

Selbst bei ausreichender Dimensionierung des Wärmespeichers kann es in den Sommermonaten zu Engpässen bei der Wärmeabnahme kommen. Schon bei Blockheizkraftwerken, welche auf die Grundlast ausgelegt sind, gibt es eine starke Korrelation zwischen den Witterungsbedingungen und der möglichen Regelleistungserbringung, wie es in Abbildung 10 auf Seite 47 aufgezeigt ist. In der Abbildung bezieht sich die verringerte Leistungsfähigkeit noch auf einen ganzen Anlagenpool, sodass Skalen- und Gleichzeitigkeitseffekte den Effekt abschwächen. Im Mittelpunkt dieser Simulation steht allerdings die Untersuchung einer Einzelanlage, sodass derartige Abschwächungen nicht zu erwarten sind. Der Effekt wird somit voraussichtlich noch stärker ausfallen, als bei den BHKWs.

In Abbildung 14 ist der Grenzarbeitspreis im Verlauf des Jahres 2015 dargestellt. Er berechnet sich aus der wöchentlichen Merit Order und der Höhe des Regelleistungsauftrags. Ein hoher Grenzarbeitspreis korreliert mit einem hohen Bedarf an Regelleistung.

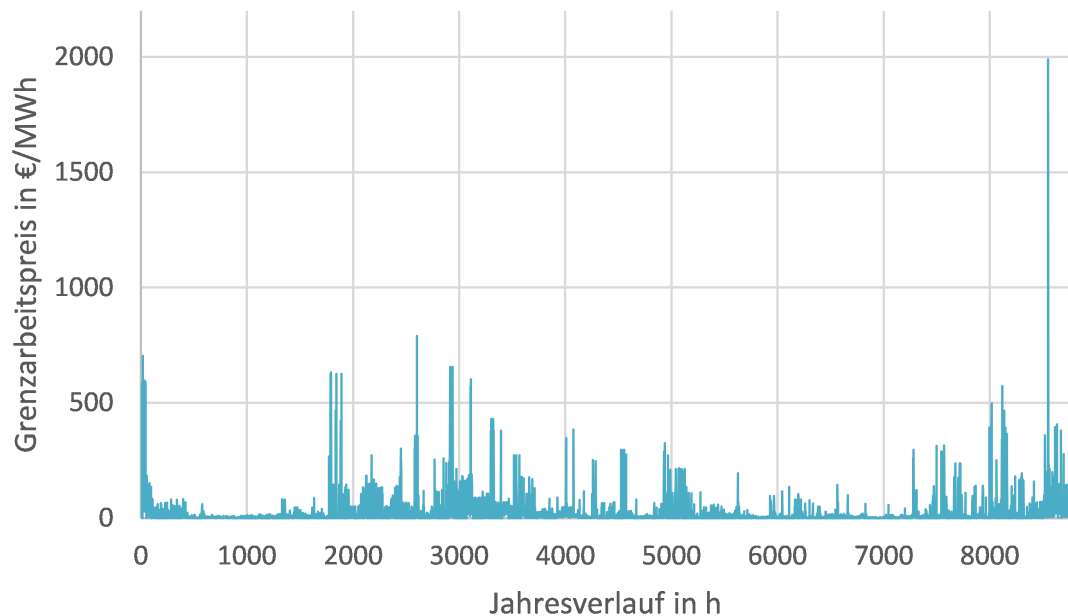


Abbildung 14: Grenzarbeitspreis der SRL 2015 (eigene Darstellung nach [31])

Besonders in den Sommermonaten und um die Weihnachtsfeiertage ist folglich ein erhöhtes Aufkommen von Regelenergie erforderlich. Bei einem beliebigen, festen Arbeitspreis kann im Sommer also mit einer erhöhten Aufrufwahrscheinlichkeit gerechnet werden. Für die Simulation wurden im Hinblick auf die Wärmeabnahme folgende drei Varianten definiert:

1. Regulärer Lastgang

In Variante 1 wird nur der Wärmelastgang hinterlegt und Regelleistung das ganze Jahr über angeboten. Hinsichtlich der Speicherdimensionierung kann hier von einem Worst-Case-Fall die Rede sein, da witterungsbedingte Effekte nicht ausgeglichen werden. Diese Variante stellt die Basis dar, von der die beiden anderen durch anlagen- oder regelungstechnische Maßnahmen divergieren.

2. Integration einer Absorptionskältemaschine

Variante 2 generiert durch Einbindung einer Absorptionskältemaschine (AKM) einen ganzjährigen Wärmebedarf. Das Beispielsgebäude kann auf keine weiteren Abwärmequellen zurückgreifen, sodass die Wärme-Residuallast auch im Sommer durch den Gaskessel gedeckt werden muss. Weiterhin birgt eine Absorptionskältemaschine höhere Investitionskosten als eine Kompressionskältemaschine (KKM) vergleichbarer Größe. Auch hier gilt es, die Wirtschaftlichkeit im Vergleich mit der Basisvariante zu prüfen.

3. Saisonale Regelleistungserbringung

Variante 3 korrigiert den Einfluss der Außentemperatur, indem in den Sommermonaten keine Regelleistungsvorhaltung erfolgt. Diese Vorgehensweise bringt den

Nachteil mit sich, dass in diesen Monaten auch keine Vergütung der Leistungsvorhaltung stattfindet. Es gilt zu prüfen, ob die Verkleinerung des Speichers eine wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit liefert. Ausgehend von Abbildung 14 wurden in dieser Variante die Vermarktung der Regelleistung in den Kalenderwochen 10 bis 31 ausgesetzt, das entspricht 40 % des Jahres.

Durch die Einbindung eines Rückkühlwerks könnte die Integration des Elektrokessels durch eine bedarfsgerechte Wärmeabgabe erleichtert werden. Die Abgabe von exergetisch wertvollem Strom an die Umgebungsluft ist aus primärenergetischer Sicht nicht sinnvoll. Auch wenn diese Anlagenkonfiguration die Problematik der überschüssigen Wärme zu lösen weiß, so scheint eine Verschwendung von hochwertigen Energieformen in keinsten Weise mit dem Grundgedanken eines intelligenten Energiesystems konform zu sein. Aus diesem Grunde fand keine weitere Untersuchung dieser Variante statt.

Um einen Überblick zu verschaffen, wie die einzelnen Komponenten zusammenarbeiten, ist in Abbildung 15 das Blockschaltbild aufgezeigt. Heiz- und Elektrokessel speisen als Wärmequellen in den Pufferspeicher ein. Dieser versorgt die Wärmeabnehmer, wahlweise Raumwärmebedarf oder Absorptionskältemaschine. Eine Einspeisung des EHK erfolgt gemäß der Merit Order. Sobald der für das ganze Jahr festgelegte Arbeitspreis vom Grenzarbeitspreis überschritten wird, erfolgt die Einspeisung mit Nennleistung. Über die Dauer des Abrufs sind keine Informationen verfügbar, er kann theoretisch von fünf Minuten bis hin zu einer Stunde reichen. Nach Ablauf einer Viertelstunde findet allerdings eine Ablösung durch die Minutenreserve statt, sodass der Sekundärregelungsabruf reduziert werden kann. Weiterhin beinhaltet die Betriebsprüfung im Rahmen der Präqualifikation zwei Aufrufe von jeweils 15 Minuten, längere Abrufe scheinen die Ausnahme zu sein. In Anbetracht der viertelstündlich aufgelösten Datengrundlage und mangels detaillierterer Informationen wurde eine Abrufdauer von je 15 Minuten gewählt.

Die Regelung des Heizkessels erfolgt füllstandsgesteuert anhand des Pufferspeichers. Falls noch ausreichend Kapazität im Speicher vorhanden sein sollte, wird die Wärmeversorgung komplett durch den Speicher gedeckt. Auch das Eintreten eines Regelleistungs-Ereignisses schließt ein Einspeisen des Heizkessels aus. Im Falle eines solchen Ereignisses wird geprüft, ob der Speicher noch ausreichend freie Kapazität aufweist. Sollte dies nicht der Fall sein, wird nicht eingespeist und das Ereignis gilt als gescheitert. Aufgrund der strengen Penalitäten ist dieser Fall zu vermeiden.

Mit der Installation des PtH-Systems ändert sich die primäre Wärmequelle nicht, sie bleibt weiterhin maßgeblich für die Wärmeversorgung verantwortlich. Die Wahl der Wärmequelle wird durch Begrenzungen der Energieeinsparverordnung eingeschränkt. Seit Januar 2016 sind die Anforderungen an Primärenergiebedarf um 25 % und an den mittleren Transmissionskoeffizienten um 20 % verschärft geworden [91].

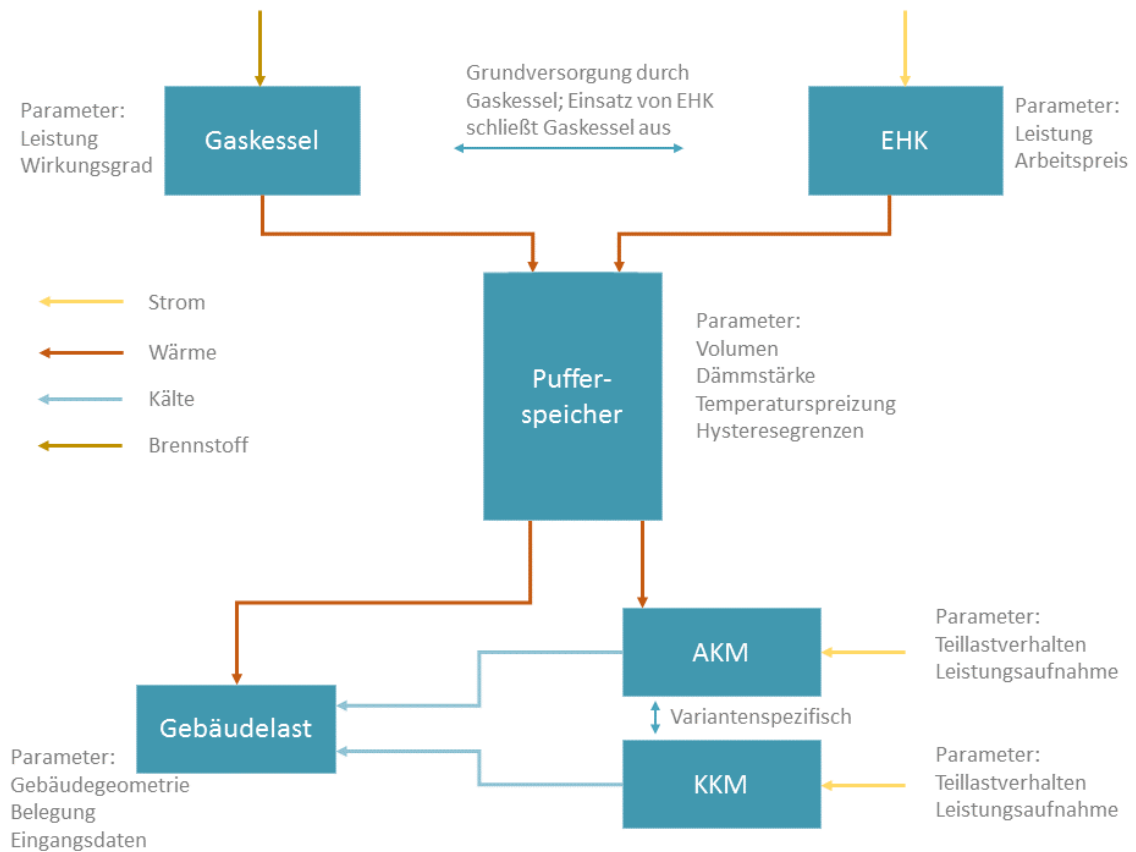


Abbildung 15: Blockschaltbild

Interne Untersuchungen zeigen, dass trotz sehr hoher Baustandards das Erreichen des geforderten Primärenergiebedarfs mit herkömmlicher Anlagentechnik fast unmöglich ist. Nach betriebsinternen Einschätzungen wird künftig zur Genehmigung von Nichtwohngebäuden ein Primärenergiefaktor von etwa 0,5 notwendig sein. Somit wird das Einbeziehen regenerativer Energieträger nahezu unumgänglich, um den Anforderungen zu genügen. Im Rahmen der Simulation wird dieser Aspekt jedoch nicht weiter berücksichtigt, da das Augenmerk auf wirtschaftlichen Potentialen und weniger auf der Genehmigungsfähigkeit liegt.

Die Wirtschaftlichkeit des PtH-Systems wird im Vergleich mit einem Referenzgebäude bewertet. Das Referenzgebäude soll mit konventioneller Gebäudeausrüstung ausgestattet sein, um dem Vergleich Aussagekraft im Bezug auf den Gebäudestandard zu verleihen. Gas stellt bei vielen Gewerbeimmobilien den Standard für Energieträger dar, weshalb die Wärmeversorgung durch einen Gaskessel erfolgt. Bei einer realen Umsetzung wäre es dem Bauherrn freigestellt, durch die Installation nachhaltiger Energieversorgung, wie einer Photovoltaik-Anlage oder eines Pellet-Kessels, den primärenergetischen Anforderungen genüge zu leisten. Geometrie und bauliche Qualität der Gebäudehülle bleiben in allen Varianten gleich, das Referenzgebäude unterscheidet sich lediglich in den wärme- und kältetechnischen Anlagen. Die Kälteerzeugung geschieht durch eine Kompressionskältemaschine. Um den Einfluss der Absorptionskälte-

maschine besser bewerten zu können, wurde ein Referenzgebäude mit Absorptionskälte definiert. Da diese Variante einzig der Plausibilisierung von Variante 2 dient, wird sie in den folgenden Abbildungen nicht getrennt aufgeführt. Die jährlichen Kosten werden nach der Annuitätenmethode gemäß VDI 2067 ermittelt [vgl. 92].

Zur Wahrung der Übersicht werden in Grafiken und Tabellen folgende Abkürzungen verwendet:

ref_KKM Referenzgebäude mit Kompressionskältemaschine

ref_AKM Referenzgebäude mit Absorptionskältemaschine

var_1 Variante 1

var_2 Variante 2

var_3 Variante 3

4.1.2 Mathematisches Modell

Als Grundlage der Simulation wurde eine Lastkurve mit dem vereinfachten Stundenmodell nach DIN EN ISO 13790 erzeugt [93]. Die Norm enthält Berechnungsverfahren für den Jahresenergiebedarfs für Raumheizung- und Kühlung eines Gebäudes. Das ursprünglich Ziel ist die Bewertung des Einflusses einzelner Bauteile oder Anlagenkomponenten auf die Energieeffizienz. Vorteile dieses Modelles liegen in der geringen Zahl an Gleichungen, mit denen sich der gesamte Energiebedarf eines Gebäudes beschreiben lässt. Da es für einen Durchlauf nur wenige Sekunden benötigt, war es für diese Anwendung ideal geeignet. Gegenüber geschlossenen Simulationsprogrammen wie *IES VE* bietet es außerdem den Vorteil, dass die Rechenoperationen offen liegen und je nach Anwendung modifiziert werden können. Nachteilig ist der hohe Zeitaufwand für die Programmierung, der für eine realitätsnahe, aussagekräftige Simulation von Nöten ist. Die Norm liefert Berechnungsverfahren für monats-, perioden- und stundenbasierte Verfahren. Dynamische Simulationen modellieren Wärmetransmission, Wärmeströme aufgrund von Lüftung, die Wärmespeicherfähigkeit sowie innere solare Wärmeeinträge in kurzen, meist stündlichen Zeitschritten. Diese dynamischen Einflüsse werden in quasi-stationären Verfahren durch das Einführen von Korrekturfaktoren berücksichtigt.

Das Schema der Wärmeströme ist in Abbildung 16 dargestellt. Die Knoten stellen einzelne Temperaturniveaus, Widerstände die thermische Kopplung dazwischen dar. Jedem Knoten ist ein Transmissionsfaktor zugeordnet, der die Wärmeverluste zwischen den Temperaturknoten bestimmt. Diese Faktoren werden anhand der bauphysikalischen Eingangsdaten ermittelt. Das Modell unterscheidet zwischen der Innenlufttemperatur und der mittleren Strahlungstemperatur. Heiz- oder Kühlbedarf werden stündlich durch Berechnung von $\phi_H C, nd$ ermittelt, das dem Knoten für Lufttemperatur zugeführt werden muss, um in dem vorgegeben Temperaturfenster zu bleiben. Eine

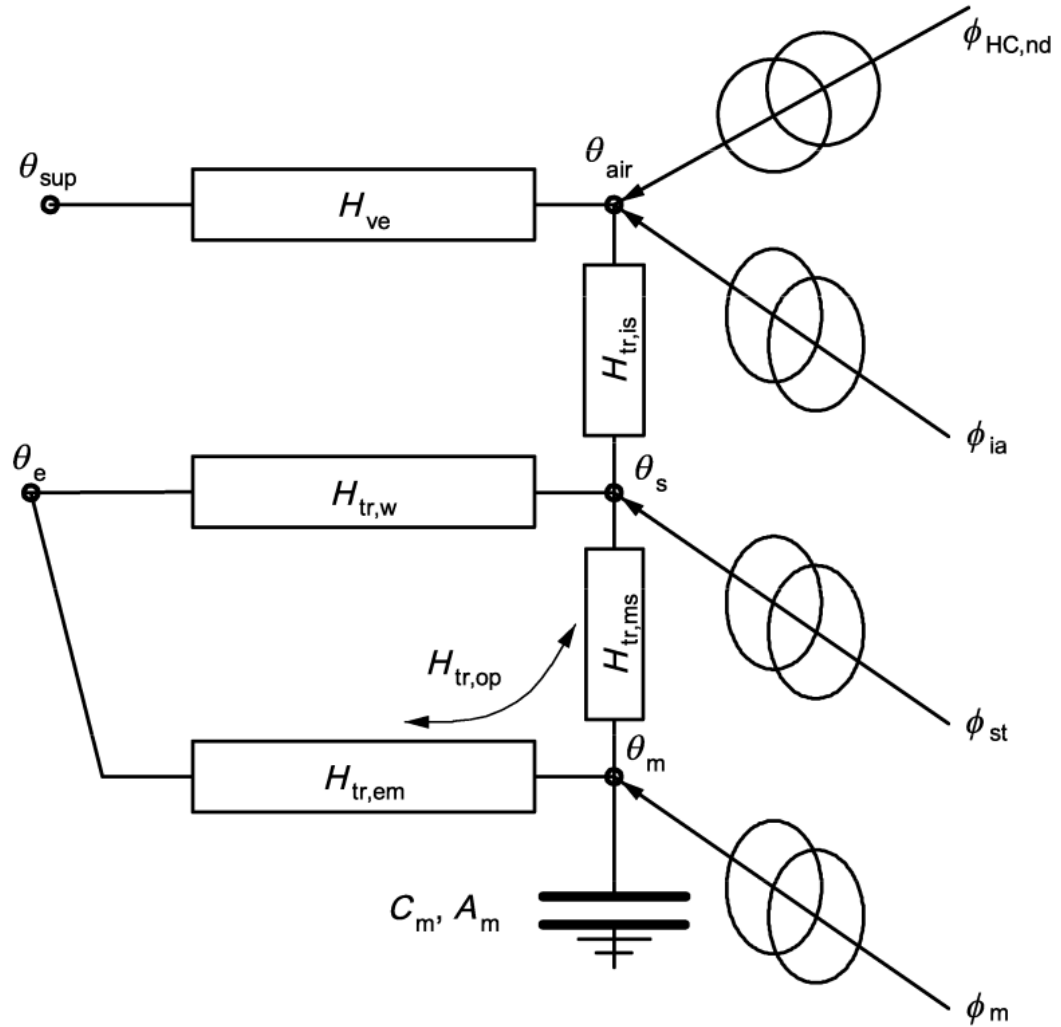


Abbildung 16: Wärmeströme im RC-Netz (aus [93, S. 109])

Unterscheidung zwischen Heiz- und Kühllast erfolgt nur durch das Vorzeichen. Die Einflussnahme der thermischen Speicherkapazität wird durch die Kapazität C_m abgebildet, spiegelt sich aber nur indirekt in einer Abminderung der Spitzenlast wieder.

Reale Gebäudegeometrie kann nur in begrenztem Maße abgebildet werden; das Gebäude wird auf Kenngrößen, wie Oberflächen und Wärmedurchgangskoeffizienten reduziert. Komplexere Geometrien, beispielsweise Überhänge oder Kurvaturen, lassen sich nur indirekt abbilden. Zur Erleichterung der Abstraktion realer Gegebenheiten im mathematischen Modell wurde eine Reihe von Vereinfachungen durchgeführt. Besonders auffällig ist dabei die Reduktion auf ein Einzonen-Modell. Bei aufwändigeren thermischen Simulationsverfahren, beispielsweise mithilfe von Programmen wie *TRNSYS 17*, wird ein Gebäude in mehrere Zonen gleicher Nutzungsart aufgeteilt, deren Ziel es ist, möglichst vergleichbare Ergebnisse zu erhalten. In dieser Simulation hat der Lastgang nur eine untergeordnete Funktion, sodass ein Einzonen-Modell für die Generierung einer Wärmelastkurve genügt.

Als Referenz für die Eingangsdaten wurde ein reales Bürogebäude, welches mit hohen Anforderungen an die energetische Qualität gebaut wurde, hinterlegt. Innere Wärmequellen wurden mittels eines stündlichen Lastgangs abgebildet, der sich an den realen Arbeitszeiten orientiert. Eine Unterscheidung zwischen sensiblen und latenten Wärmequellen fand nicht statt, als Spitzenlast wurde ein Wärmeeintrag von 65 kW hinterlegt. Klimatische Eingangsdaten waren Außentemperatur und Solarstrahlung aus dem Testreferenzjahr 2011 des Deutschen Wetterdienstes [94]. Durch Wahl der Klimaregion 12, Aufprägen eines Stadteffekts und Höhenkorrektur auf 500 m über NN wurde die Datengrundlage der geographische Lage von Stuttgart-Vaihingen angenähert.

Die weiteren Komponenten wurden in R als eigene Funktionen definiert. Bei Durchführung der Simulation erfolgt eine Übergabe der Variablen analog zu Abbildung 15. Der Pufferspeicher ist als sensibler Wärmespeicher abgebildet. Aufgrund des drucklosen Speichers und der relativ geringen Temperaturdifferenzen wurden die Stoffwerte von Wasser als konstant angenommen. Für den Heizungsvorlauf wurde ein Mindesttemperatur von 60 °C zugrunde gelegt, sodass moderne Radiator-Heizkörper problemlos versorgt werden können. Bei einer Maximaltemperatur von 100 °C ergibt sich eine Temperaturspreizung von 40 K. Es wird davon ausgegangen, dass die Temperaturen immer auf das Minimalniveau gemischt werden, zur Be- und Entladung werden nur die Energiemengen berücksichtigt. Wärmeverluste durch die Außenwand des Speichers werden über den Wärmedurchgangskoeffizienten abgebildet. Da das Modell keine Temperaturveränderungen in einzelnen Räumen berücksichtigt, wurde die Umgebungstemperatur ausgehend von einer unbeheizten Technikzentrale mit konstant 15 °C angenommen. Der Wärmedurchgangskoeffizient ist abhängig von Leitfähigkeit, Dämmdicke und den Wärmeübergängen an die umströmenden Medien. Im vorliegenden Fall wurde der Speicher mit 200 mm PU-Hartschaum gedämmt, was einem U-Wert von 0,15 W/m²K entspricht.

Eine Literaturrecherche lieferte keine Regelstrategien von Pufferspeichern in vergleichbaren Anlagen, weshalb die Regelung in vereinfachter Form selbst entworfen wurde. Aufgrund der gemeinsamen Nutzung des Pufferspeichers durch Gas- und Elektrokessel galt es, den Einfluss beider Wärmequellen zu berücksichtigen. Die geringere Spitzeneinspeisung der primären Wärmequelle, kombiniert mit deren wärmegeführter Fahrweise, verringern den Speicherbedarf im Rahmen der regulären Wärmeversorgung. Um das zu berücksichtigen, wird der Gaskessel in einer Hysterese nach der Speicherladung geregelt. Bei Unterschreitung eines unteren Grenzwertes lädt der Kessel den Pufferspeicher, bis ein oberer Grenzwert erreicht wird. Die ungenutzte Kapazität steht dadurch zum Abfangen von Regelleistungsabrufen bereit. Durch die Definition eines unteren Grenzwertes soll eine Mindestkapazität zur Dämpfung von Lastspitzen bereitstehen. Abhängig von der Art des primären Wärmeerzeugers ist ein Pufferspeicher nicht zwangsläufig notwendig, ein Gaskessel kann beispielsweise direkt an den Heizungskreis angeschlossen werden. Sobald jedoch mehrere Wärmeerzeuger in das Heizungsnetz einspeisen ist ein Speicher sinnvoll, um die hydraulische und thermische Entkoppelung zu

garantieren. Die Wahl der Hysteresegrenzen hat, ähnlich wie die Wahl der Speichergröße, großen Einfluss auf das Einspeiseverhalten des Elektrokessels. Zur Dimensionierung des Speichers ist eine Festlegung dieser Parameter erforderlich, da andernfalls zu viele unabhängige Variablen berücksichtigt werden müssten. Für die Simulation wurden Grenzwerte von 10 % und 30 % festgelegt, im realen Anwendungsfall wird eine Optimierung dieser Parameter im laufenden Betrieb stattfinden.

Kernkomponente der Simulation bildet die Abbildung der Regelleistungsabrufe. Zu jeder beliebigen Stunde erfolgt ein Vergleich des Grenzarbeitspreises mit dem festgelegten Arbeitspreis der Anlage. Bei ausreichenden Restkapazitäten des Speichers und Überschreitung des Arbeitspreises findet ein Regelleistungsabruf statt. Der Grenzarbeitspreis wird durch lineare Interpolation der abgerufenen Leistung in der Merit Order bestimmt. Ursprünglich erfolgte die Vergabe von Sekundärregelleistung nur in der jeweils betroffenen Zone. Seit Einführung des Netzregelverbunds wird zur Kostenoptimierung auf eine bundesweite MOL zurückgegriffen. Einzig bei Netzengpässen, leittechnischen Störungen oder Nichterbringung eines Anbieters erfolgen Abweichungen von der Merit Order. Dieser Fall tritt jedoch nur äußerst selten auf, 2015 war die Regelzone von *Transnet BW* nicht ein einziges Mal betroffen [vgl. 31]. Aufgrund des geringen bis fehlenden Einflusses wird dieser Effekt nicht in der Simulation berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass der Abruf einzig durch die bundesweite Merit Order koordiniert wird.

Die installierte Leistung des Elektrodenheizkessels beträgt ein Megawatt. Innerhalb der aktuellen Rahmenbedingungen ist in diesem Fall zur Teilnahme am Markt für Regelernergie eine Aggregation weiterer Lasten notwendig, um die Mindestleistung von fünf Megawatt zu erreichen.

Im Falle eines Abrufs bekommt ein Aggregator nur das Abrufsignal für den gesamten Anlagenpool, die Verteilung auf einzelne Anlagen bleibt ihm selbst überlassen; die Abrufhäufigkeit der einzelnen technischen Einheiten kann dadurch variieren. Eine Abschätzung von Poolzusammensetzung und -management gestaltet sich als schwierig, die Softwarelösungen der Anbieter unterscheiden sich zum Teil erheblich und sind im Detail nicht öffentlich zugänglich. Da eine weitere Senkung der Mindestangebotsgröße bereits diskutiert wird, wurde im Rahmen dieser Simulation der Regelleistungsabruf für eine Einzelanlage dargestellt.

Im Betrieb speist der Elektrodenheizkessel direkt in den Pufferspeicher. Da die Elektroden vollständig vom Wasser umspült werden, sind Betriebsverluste vernachlässigbar gering. Auch das Anfahrverhalten eines Elektrokessels gestaltet sich unproblematisch, es sind keine nennenswerten Verluste zu erwarten. Unter Berücksichtigung dieser Eigenschaften wurde der Wirkungsgrad nicht abgebildet, da er bei annähernd 100 % liegt. Auch nach Aussagen des Kesselherstellers *Parat* treten, abgesehen von Wärmeverlusten durch die Außenwand, keine Verluste auf. Diese Vereinfachung wurde bereits in anderen Simulationen von PtH-Anlagen getroffen [vgl. 95, S. 11].

Absorptionskältemaschinen nutzen den Phasenwechsel des Kältemittels bei Ab- und Desorption in ein Lösungsmittel unter Wärmezugabe zur Reduktion der erforderlichen elektrischen Leistung. Da der Absorptionsprozess den mechanischen Verdichter ersetzt, ist er auch als thermischer Verdichter bekannt. Verglichen mit einer KKM benötigt eine AKM weniger elektrische Antriebsenergie, da die Druckerhöhung isochor stattfindet und somit keine Volumenänderungsarbeit aufgebracht werden muss. Als Kennwert für die Effizienz wird der ζ -Wert benutzt. Er beschreibt das Verhältnis zwischen Kälteleistung und der für die Desorption notwendigen, zugeführten Wärmemenge. Dabei hängt die Effizienz maßgeblich von dem Temperaturniveau der Wärmequelle ab, generell wird bei Absorptionskältemaschinen für einen wirtschaftlichen Betrieb eine Vorlauftemperatur von 100 °C empfohlen. Eine Literaturrecherche lieferte keine verwertbaren Kennlinien zur Beschreibung des Teillastverhaltens einer AKM. In einer unveröffentlichten, betriebsinternen Abschlussarbeit wurde eine Kennlinie anhand von echten Messwerten ermittelt. Diese beschreibt die Effizienz als Funktion der Auslastung. Da die maximale Kälteleistung einer Absorptionskältemaschine von Kühlwassereintritts- und Kaltwasseraustrittstemperatur abhängt, kann sie sich in Abhängigkeit von den Betriebsbedingungen verändern – was auch die relative Auslastung beeinflusst. Die Auswirkungen auf das Ergebnis sind jedoch als gering einzuschätzen. Eine detaillierte Anlagensimulation würde den Umfang dieser Arbeit übersteigen, weshalb auf eine Berücksichtigung dieses Effekts verzichtet wurde. Es wird vereinfacht angenommen, dass die maximale Kälteleistung konstant der Nennleistung entspricht.

Die elektrische Leistungsaufnahme besteht aus Lösungsmittelpumpe und Rückkühlung. Aus internen Planungsrichtlinien geht hervor, dass die Nennleistungsaufnahme etwa 4 % der Nennkälteleistung beträgt. Eine Abbildung des Teillastverhaltens fand gemäß Kennlinien aus dem *Taschenbuch für Heizungs- + Klimatechnik* statt [96].

Zur wirtschaftlichen Bewertung wird der Absorptionskältemaschine in den anderen Varianten sowie im Referenzgebäude eine Kompressionskältemaschine gegenüber gestellt. Die KKM weist eine maximale Leistungszahl von 6,16 auf. Das Teillastverhalten wird nach internen, projektspezifischen Herstellerangaben von *YORK* für eine Anlage vom Typ *YR* abgebildet. Das Teillastverhalten, bezogen auf die gebräuchlichen Systemtemperaturen 6 °C/12 °C, ist im Anhang in Abbildung 29 auf Seite 101 dargestellt. In der Simulation wurde die abgebildete Kurve bei hoher Rückkühlleistung hinterlegt. Die angegebenen Leistungszahlen erscheinen sehr optimistisch, erfahrungsgemäß werden die Herstellerangaben im Betrieb meist nicht erreicht. Mangels realer Messprotokolle oder Betriebsdaten wird die Kennlinie dennoch unverändert in der Simulation abgebildet. Der Quellcode findet sich im Anhang ab Seite 104.

4.2 Simulation/Ergebnisse

4.2.1 Plausibilität

In Anbetracht der getroffenen Vereinfachungen sind die Simulationsergebnisse auf Plausibilität zu prüfen und ein Einfluss der Vereinfachungen abzuschätzen.

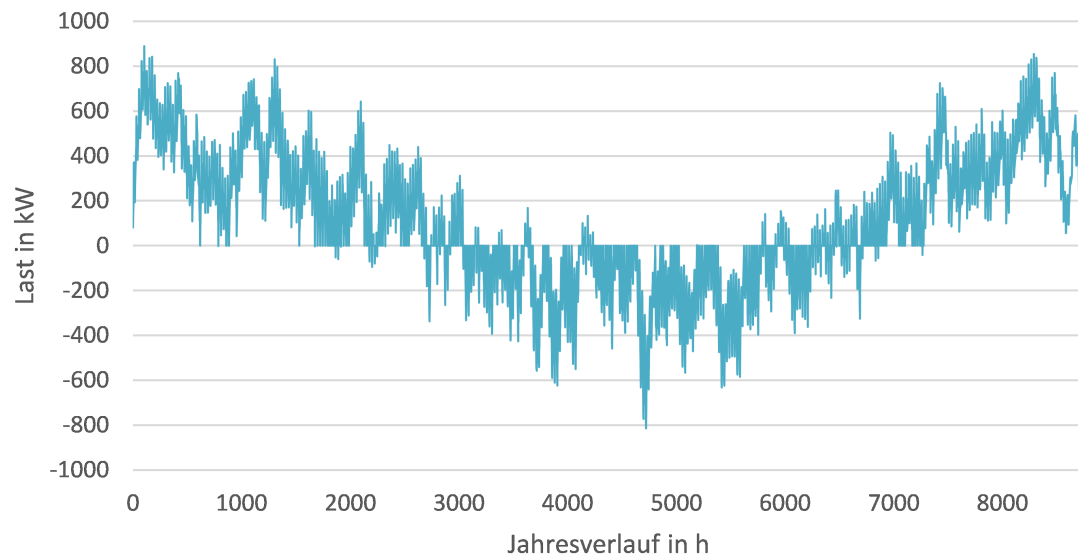


Abbildung 17: Lastgang nach DIN EN ISO 13790

Der nach DIN EN ISO 13790 generierte Lastgang ist in Abbildung 17 dargestellt. Grundsätzlich entspricht der Verlauf den Erwartungen, in den Wintermonaten fällt Heizbedarf, in den Sommermonaten Kältebedarf an. Eine quantitative Betrachtung lässt jedoch Zweifel zu. Die durchschnittliche Kältelast beträgt 220 kW, die durchschnittliche Heizlast 330 kW. In Anbetracht der geringen inneren Wärmeeinträge sowie der hohen baulichen Qualität erscheint das zu viel. Die mittlere spezifische Kühllast beträgt beispielsweise 100 W/m^2 , im Realfall liegt die Spitzenlast bei der Hälfte. Ursprünglicher Verwendungszweck ist allerdings der Vergleich der Einflüsse verschiedener Bauteile. Eine realitätsgetreue Modellbildung hängt stark von den gewählten Eingangsdaten und den getroffenen Vereinfachungen im Modell ab. In der Norm wird angegeben, dass der reale Energiebedarf in der Praxis um 50 % bis 150 % vom berechneten Mittelwert abweichen kann [93, S. 149]. Unter Berücksichtigung der gewählten Vereinfachungen, insbesondere des Einzonen-Modells, scheinen auch größere Abweichungen plausibel. Der Fokus des Gebäudemodells liegt auf der Generierung eines Lastgangs zur weiteren Verwertung in der Simulation; der erzeugte Lastgang weist einen plausiblen Verlauf auf, ist also als Basis für das weitere Modell geeignet. Es können allerdings keine Zusammenhänge zwischen der Regelleistungserbringung und dem hinterlegten Gebäude hergestellt werden. Verallgemeinernde Aussagen, beispielsweise einer Rück-

rechnung der Elektrokesselgröße auf die mittlere Heizlast, sind immer noch möglich – eine Aussagekraft im Hinblick auf das reale Gebäude ist aber nicht gegeben.

Da das Modell nur dann einen Wärme- bzw. Kältebedarf ausgibt, wenn sich die Raumtemperatur außerhalb der festgelegten Grenzwerte befindet, findet kein direktes Überschwingen von Wärme- zu Kältebedarf statt, sondern es wird stets auf den Gleichgewichtszustand geregelt. Detailliertere Simulationsmodelle würden die thermische Trägheit eventuell durch eine ausgefeiltere Regelung berücksichtigen, in dieser Anwendung ist das jedoch nicht notwendig. Da Wärme- und Kältebedarf gegeneinander verrechnet werden, kann das Rechenmodell nur jeweils eines der beiden ausgeben. In den Monaten, in denen ein Klimakältebedarf besteht wird Wärme lediglich zur Erzeugung von Trinkwarmwasser benötigt. Im Beispielgebäude findet die Warmwasserbereitung durch dezentrale, elektrische Durchlauferhitzer statt, sodass sie für den regulären Wärmelastgang nicht berücksichtigt wurde. Durch die Vereinfachung auf ein Einzonen-Modell fallen Überschneidungen zwischen verschiedenen Räumen und Zonen weg, die andernfalls zu einer Diversifizierung der Lastkurve beitragen würden.

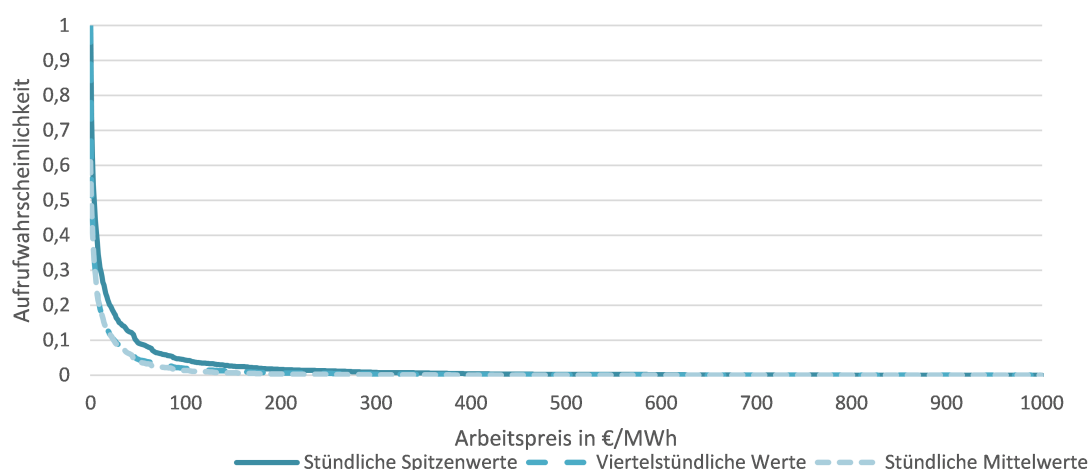


Abbildung 18: Abrufwahrscheinlichkeit in Abhängigkeit vom Arbeitspreis (eigene Darstellung nach [31])

Ein Regelleistungsabruf erfolgt nach der Merit Order, der Arbeitspreis entscheidet über einen möglichen Einsatz. Folglich wird die Anzahl an Regelleistungsabrufen hauptsächlich durch die Wahl des Arbeitspreises gesteuert. In Abbildung 18 ist die Abrufwahrscheinlichkeit im Laufe eines Jahres in Abhängigkeit vom Arbeitspreis dargestellt. Es wurden Kurven für die stündlichen Spitzen- und Mittelwerte der viertelstündlichen Datengrundlage, sowie zum Vergleich die Wahrscheinlichkeit eines Abrufs bei viertelstündlichen Werten aufgetragen. Der Arbeitspreis ist, unabhängig von der Zeitscheibe, über das ganze Jahr konstant.

Es zeigt sich, dass bei einem gegebenen Arbeitspreis und Verwendung viertelstündlicher Werte eine niedrigere Abrufwahrscheinlichkeit, verglichen mit stündlichen Spitzenwerten, zu erwarten ist. Speziell in den niedrigeren Preisniveaus, die sich durch eine

höhere Abrufwahrscheinlichkeit auszeichnen, wird dies ersichtlich. Ein Arbeitspreis von 1 €/MWh hat bei Spitzenwerten eine Aufrufwahrscheinlichkeit von 0,74 verglichen mit 0,54 im viertelstündlichen Modell.

Die Ursache für diese Diskrepanz liegt in der Verwendung des stündlichen Maximalwertes begründet. Dadurch fallen in jeder Stunde die drei kleineren Werte aus dem Raster. Anteilig gesehen hat das viertelstündliche Modell also eine höhere Konzentration an niedrigen Werten, was in Folge zu einer höheren Aufrufwahrscheinlichkeit von kleinen Arbeitspreisen und einer niedrigeren Aufrufwahrscheinlichkeit bei höheren Preisen führt. Die Kurve stellt allerdings die kumulierten Wahrscheinlichkeiten dar, sodass absolut gesehen die Wahrscheinlichkeit bei den Spitzenwerten höher liegt.

Es stellt sich nun die Frage, inwiefern die Aussagekräftigkeit der Simulation durch diese Vereinfachung beeinträchtigt wird. Zuallererst gilt festzustellen, dass auch die viertelstündlichen, auf *regelleistung.net* zur Verfügung gestellten Werte gemittelt sind. Der physikalische Regelleistungsabruf erfolgt, abhängig von der Bedarfslage, innerhalb von 5 Minuten.

Bei einer verfeinerten Datenauflösung ist eine weitere Verlagerung hin zu den niedrigeren Werten wahrscheinlich. Eine detaillierte Simulation des Regelleistungsmarkts ist nicht Bestandteil dieser Arbeit. Das Ziel der Simulation, die Bewertung einer zuschaltbaren Last im Rahmen der Sekundärregelung, bleibt weiterhin gegeben.

Die Verwendung der stündlichen Spitzenwerten ist mit einem *worst-case-Fall* gleichzustellen, da die Anzahl der Aufrufe ansteigt und somit der Pufferspeicher größer dimensioniert werden muss. Im weiteren Verlauf der Simulation wurden jeweils beide Fälle betrachtet, um eine möglichst vielseitige Aussage treffen zu können. Die Simulationsergebnisse weisen hinsichtlich der untersuchten Fragestellungen immer noch ausreichende Genauigkeit auf. Ein Versuch, das reale physikalische Verhalten abzubilden scheitert schon an der Tatsache, dass die einzige öffentlich erhältliche Datengrundlage Vereinfachungen enthält.

4.2.2 Auswertung

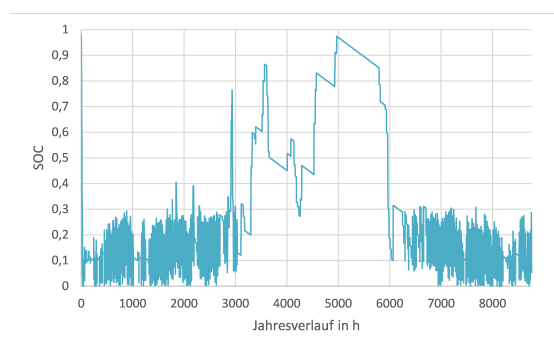


Abbildung 19: Speicherladung mit KKM

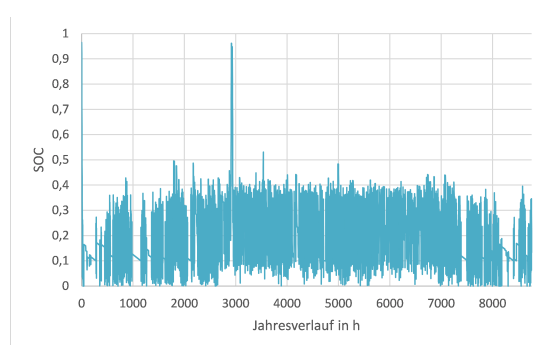


Abbildung 20: Speicherladung mit AKM

Der Ladezustand des Pufferspeichers schwankt im Jahresverlauf durch Wärmeverluste, Ein- und Ausspeisungen. Um Rückschlüsse auf Funktion und Effizienz des Systems ziehen zu können wurde deshalb der Ladezustand genauer untersucht.

In Abbildung 19 ist die Speicherladung im Jahresverlauf dargestellt. Für die Darstellung wurden eine Speichergröße von 80 m^3 und ein Arbeitspreis von 215 €/MWh gewählt. Die Ladung des Speichers durch den Heizkessel erfolgt, wie in der Regelung vorgegeben, nur innerhalb der Grenzwerte von 0,1 und 0,3. Bei hoher Wärmeabnahme wird der Speicher stellenweise vollständig entladen, bisweilen führt die Ladung durch den Heizkessel zu einem Überspringen über den oberen Grenzwert. Trotz gelegentlicher Einspeisungen durch den Elektrodenkessel sind im Winter immer ausreichende Restkapazitäten frei, die Größe wurde also adäquat bemessen.

In den Sommermonaten fehlt hingegen die notwendige Wärmeabnahme. Mit jeder Einspeisung steigt die gespeicherte Energiemenge, ohne dass eine gezielte Entladung erfolgen kann. Eine Wärmeabgabe erfolgt nur durch Wärmeverluste, die für eine langsame Entladung sorgen. Die Speicherkapazität erweist sich als unzureichend, im Juni ist der Abruf von Regelleistung nicht mehr möglich. Trotz der auf hohe Verfügbarkeit ausgerichteten Parameterwahl behindert die unzureichende Wärmeabfuhr den Betrieb.

Zum Vergleich ist in Abbildung 20 die Speicherladung bei Verwendung einer Absorptionskältemaschine abgebildet. Die charakteristischen Schwankungen zwischen den Grenzwerten treten in diesem Fall ganzjährig auf, auch im Sommer wird Wärme abgenommen. Trotz Verkleinerung der Speichergröße und niedrigerem Arbeitspreis sind nahezu ganzjährig ausreichende Kapazitäten vorhanden. Lediglich im März kann ein Regelleistungsabruf aufgrund aufeinanderfolgender Einspeisungen der Elektroheizung nicht erfüllt werden.

Die Betrachtung der Speicherladung bestätigt die Vermutung, dass eine ausreichende Wärmeabnahme notwendig für eine effektive Betriebsweise ist. Um zuverlässig die angebotene Leistung vorhalten zu können, müssen entweder der Speicher ausreichend groß dimensioniert oder der Arbeitspreis ausreichend hoch gewählt werden. Hohe Arbeitspreise verringern aber auch den Wärmebezug aus Regelennergie, was neben betriebswirtschaftlichen Nachteilen auch einen verringerten systemtechnischen Nutzen mit sich bringt.

Speichergröße und Arbeitspreis weisen erwartungsgemäß einen großen Einfluss auf. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung erfordert allerdings eine Festlegung dieser Parameter. Um den Einfluss abschätzen zu können wurde eine Sensibilitätsanalyse für Speichergröße und Arbeitspreis durchgeführt. Es wurde der Einfluss beider Parameter auf die Anzahl der fehlgeschlagenen Regelleistungsereignisse untersucht. Dazu wurde der jeweilige Parameter in 100 Iterationen zwischen zwei Grenzwerten variiert und die Anzahl an Abruffehlern aufgenommen.

Das Resultat für die Variation der Speichergröße in Variante 1 ist in Abbildung 21 dargestellt; Variante 2 und 3 sind im Anhang in Abbildung 32 und 30 abgebildet.

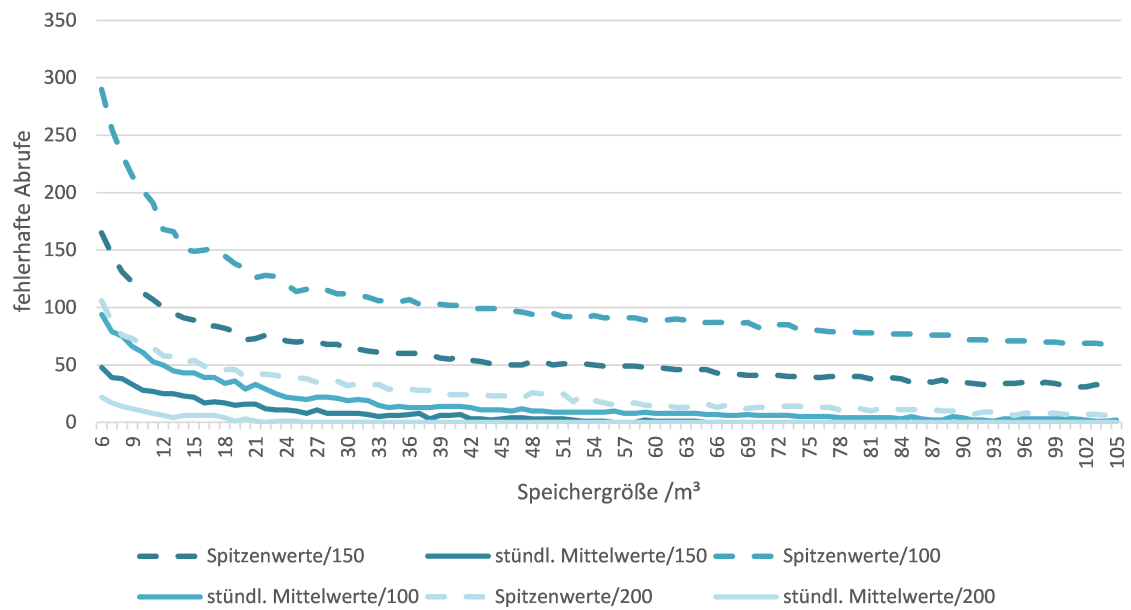


Abbildung 21: fehlerhafte Abrufe in Abhängigkeit von der Speichergröße für Variante 1

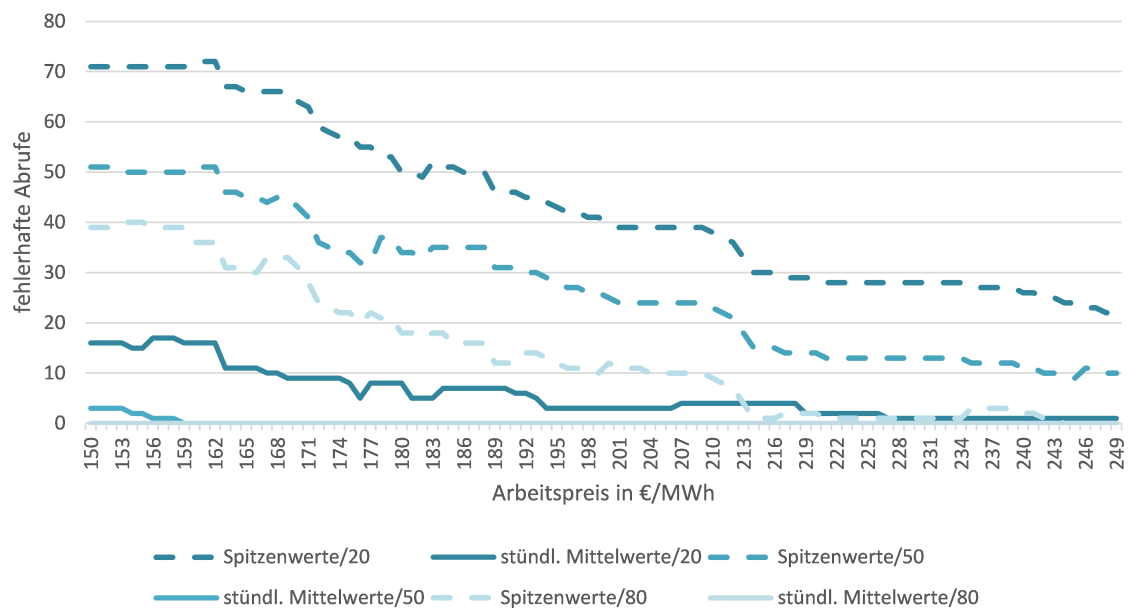


Abbildung 22: fehlerhafte Abrufe in Abhängigkeit vom Arbeitspreis für Variante 1

Die Untersuchung erfolgte mit jeweils drei Arbeitspreisen: 100 €/MWh, 150 €/MWh und 200 €/MWh. Es wurden, wie oben geschildert, jeweils die stündlichen Mittel- und Spitzenwerte der abgerufenen Leistung zugrunde gelegt. Die Funktionen weisen eine Hyperbelform auf: Gemäß den Erwartungen nimmt die Anzahl der Abruffehler mit steigender Speichergröße ab. Der Funktionsverlauf ist nicht monoton fallend, was auf den ersten Blick ungewöhnlich erscheinen mag. Das System zeichnet sich jedoch durch das komplexe Zusammenspiel mehrerer Komponenten und externer Faktoren aus, sodass Synergieeffekte zwischen den Einzelkomponenten zu erwarten sind. In diesem Fall liegt dieses Verhalten in dem Zusammenwirken von Gaskessel, Elektroheizung und Pufferspeicher begründet. Im direkten Vergleich der Varianten zeigt sich, dass die Basisvariante wie erwartet die meisten fehlerhaften Abrufe aufweist. Für eine sichere Betriebsweise scheint Variante 1 also neben eines großen Speichers auch einen hohen Arbeitspreis zu erfordern, wohingegen Variante 2 und 3 schon mit Speicherkapazitäten um 30 m³ respektive 20 m³ bei niedrigen Arbeitspreisen den meisten Regelleistungsaabrufen entsprechen können.

Die Ergebnisse zum Arbeitspreis sind in Abbildung 22 sowie im Anhang in Abbildung 31 und 33 dargestellt. Analog zum Vorgehen bei der Speicherkapazität wurden jeweils drei Speichergrößen berücksichtigt: 20 m³, 50 m³ und 80 m³. Auch hier ist ein Zusammenhang zwischen steigenden Arbeitspreisen und sinkenden Abruffehlern zu beobachten, der Kurvenverlauf ist aber deutlich linearer. Auffällig ist der unruhige Funktionsverlauf bei Variante 3, die Ursache ist auch hier in den Synergien der Einzelkomponenten zu suchen. Da sich die Anzahl fehlerhafter Abrufe in dieser Variante im niederen einstelligen Bereich bewegt, ist eine Vernachlässigung dieser Einflüsse zulässig.

Der Kurvenverlauf bei der Speichergröße hat die Form einer Hyperbel. Folglich sinkt ein Einfluss analog zum Anstieg der Kapazität. Um ein wirtschaftliches Optimum zu erhalten, ist eine Speichergröße im Bereich kurz nach der Krümmung zu wählen. Eine weitere Reduktion der Abruffehler kann durch Anpassung des Arbeitspreises geschehen, dessen Einfluss nahezu linear verläuft. Da sich die Speichergröße im realen Betrieb ungleich schwieriger anpassen lässt als der angebotene Arbeitspreis, empfiehlt sich eine großzügige Dimensionierung des Pufferspeichers, insbesondere im Hinblick auf die geringen spezifischen Investitionskosten.

4.2.3 Wirtschaftlichkeit

Im Bereich der fossilen Brennstoffe führen die gegenwärtigen geopolitischen und makroökonomischen Entwicklungen zu einem volatilen Marktumfeld, sodass die Preisentwicklung nur schwer abgeschätzt werden kann. Auch die Entwicklung von Strompreisen für Gewerbekunden kann nur schwer abgeschätzt werden. Hohe staatlich induzierte Anteile wie Steuern und Umlagen unterliegen nicht den Entwicklungen am Markt. In Anbe-

tracht dieser Umstände wurde mit konstanten Preisen gerechnet. Es wurden Tarife von 20,53 ct/kWh für Strom und 4,2 ct/kWh für Gas gewählt ⁵.

Auf einen Elektroheizkessel, der mit Fremdstrombezug betrieben wird, fallen alle externen Preisbestandteile an. Entsprechend Tabelle 3 auf Seite 40 wird somit jede bezogene Megawattstunde mit 216,9 € beaufschlagt. Auch die Erbringung von Systemdienstleistungen befreit nicht von diesen staatlich induzierten Preisbestandteilen. Für einen kostenneutralen Betrieb muss der Arbeitspreis somit mindestens 217 €/MWh betragen. Abhängig von Stromabnahme, Anschlussleistung und zeitlichem Abnahmeprofil können Gewerbeunternehmen einen großen Teil der Netzentgelte einsparen. Da diese Einsparungen von individuellen Vertragsbedingungen abhängen, wurde für die Simulation der volle Satz an Zulagen zugrunde gelegt.

Eine Kostenersparnis erfolgt allerdings nur, solange die Wärmegestehungskosten des Elektrokessels von jenen des Gaskessels übertroffen werden. Somit ist ein Mindestarbeitspreis von 173 €/MWh zu wählen⁶. Unter Berücksichtigung der Kapitalkosten liegen die Wärmegestehungskosten des Elektrodenkessels deutlich höher. Bei einer Abrufmenge von 32000 kWh wären Fixkosten von 488 €/MWh zu decken. Zuzüglich anderer Preisbestandteile ergäbe sich ein Arbeitspreis von 704 €/MWh. Ein hoher Arbeitspreis verringert allerdings auch die bezogene Strommenge, sodass der zur Kostendeckung erforderliche Arbeitspreis weiter steigt. Es ist auf dem Regelenenergiemarkt momentan nicht möglich, allein durch Arbeitspreise die Investitionskosten zu refinanzieren. Das Erzielen eines hohen Leistungspreises ist somit entscheidend für die Rentabilität.

Eine Beschreibung der Penalitäten bei Nichterbringung von Regelenenergie erfolgte bereits in Kapitel 2.4. Die genaue Anzahl an nichterbrachten Abrufen, ab der die Präqualifikation entzogen wird, ist nicht festgeschrieben und hängt vom Übertragungsnetzbetreiber ab. Da keine Werte vorliegen, wurde für diese Simulation ein Grenzwert von zehn Fehlern gewählt. Um die Zahl der fehlerhaften Abrufe zu minimieren, erfolgte die Wahl der Parameter für eine Wirtschaftlichkeitsrechnung unter Berücksichtigung der Sensibilitätsanalyse sowie der oben aufgeführten Strompreisproblematik, wie in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Parameter für Wirtschaftlichkeitsrechnung

| | Arbeitspreis | Speichergröße |
|---------|--------------|-------------------|
| var_1 | 215 €/kWh | 80 m ³ |
| var_2 | 190 €/kWh | 50 m ³ |
| var_3 | 175 €/kWh | 20 m ³ |
| ref_KKM | – | 0 m ³ |

⁵Die Preise entsprechen den E.ON Profistrom 2017 und Vattenfall Profi12 Gas Tarifen

⁶ausgehend von einem Gaspreis von 4,2 ct/kWh und einem Nutzungsgrad von 95 %

Die spezifischen Investitionskosten eines Elektrodenheizkessels hängen von der elektrischen Leistung ab und werden von Skaleneffekten beeinflusst. In [66] wird eine empirische Kostenfunktion angegeben, die jedoch hauptsächlich für Kessel mit hohen Leistungen gedacht ist. Bei niedrigen Leistungen werden unverhältnismäßig hohe Kosten angegeben, ein Megawatt-Kessel hätte demzufolge Investitionskosten von 451.000 €. In Anbetracht der vergleichsweise geringen technischen Komplexität der Anlagen erscheint das unrealistisch, die Kosten für einen Gaskessel gleicher Größe bewegen sich beispielsweise im Bereich unterhalb 150.000 € [97, S. 250]. Nach eigener Recherche fallen bei Elektrodenkesseln dieser Leistungsklasse, inklusive Schaltschrank, Kosten zwischen 100.00 € und 160.000 € an. Zur Veranschaulichung wurden in Abbildung 23 die Ergebnisse aus der Literatur sowie der eigenen Recherche aufgetragen. Da sich die Kosten für eine hydraulische und regelungstechnische Einbindung nur schwer abschätzen lassen, wurden für die Wirtschaftlichkeitsrechnung Investitionskosten von 150.000 € gewählt. Da Elektrodenkessel in dieser Leistungsklasse auf Niederspannungsebene angeschlossen werden, entfallen die erhöhten Leistungsentgelte und Anschlussgebühren für einen Netzanschluss auf Mittelspannungsebene.

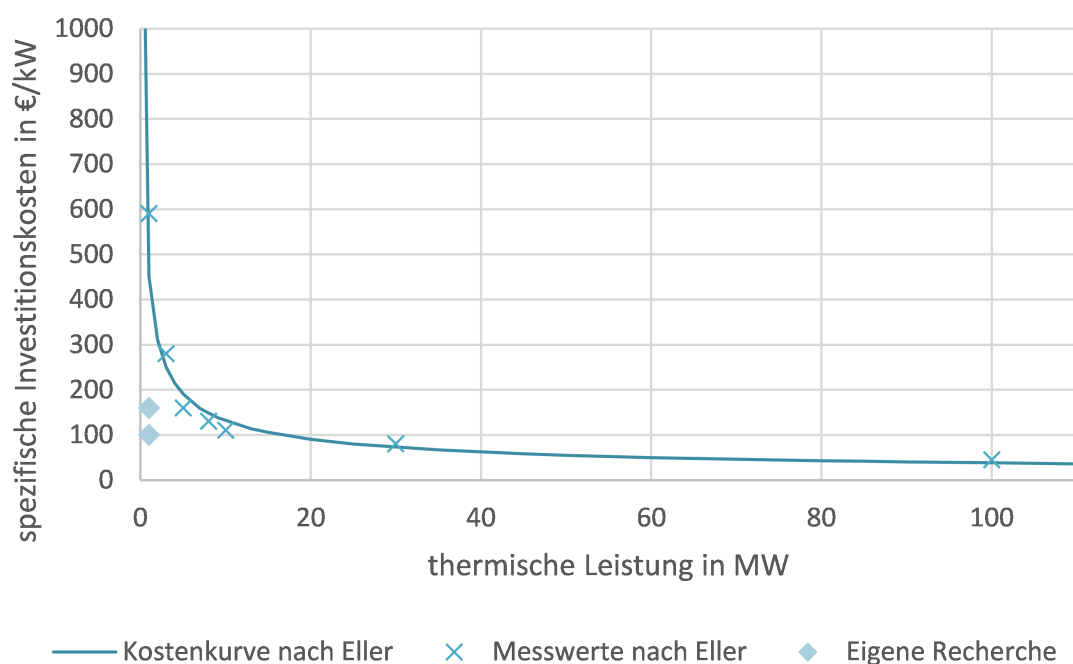


Abbildung 23: Kostenkurve für Elektrodenheizkessel (eigene Darstellung nach [66])

Ähnlich wie bei EHK werden auch die spezifischen Investitionskosten von Pufferspeichern durch volumenbedingte Skaleneffekte beeinflusst. In [66] wird eine Kostenfunktion gegeben, diese unterscheidet jedoch zwischen Speichern kleiner 20 m^3 und jenen von 20 m^3 bis 5000 m^3 . Der Übergang zwischen beiden Funktionen verläuft jedoch nicht stetig, es gibt einen Sprung. Die spezifischen Investitionskosten für einen Pufferspeicher von 20 m^3 betragen wahlweise 499 €/m^3 oder 1.113 €/m^3 . Ähnlich wie schon bei

den Elektrodenkesseln basieren die Funktionen auf Erhebungen mit geringer statistischer Aussagekraft. Da sich die Größen in diesem Fall unterhalb von 100 m^3 bewegen, wurde die Kostenfunktion für kleine Speicher der gesamten Investitionskostenrechnung zugrunde gelegt. Das deckt sich mit Anfragen bei mehreren Herstellern, die vergleichbare Kosten nannten. In Tabelle 8 sind die daraus resultierenden Investitionskosten dargestellt.

Tabelle 8: Investitionskosten der Pufferspeicher

| | var_1 | var_2 | var_3 | ref_KKM |
|----------------------------------|--------|--------|--------|---------|
| Größe in m^3 | 80 | 50 | 20 | 5 |
| spez. Kosten in €/m ³ | 301,82 | 357,96 | 499,22 | 825,74 |
| Investitionskosten in € | 24.145 | 17.898 | 9.984 | 4.128 |

Die Bezuschlagung eines Anbieters von Regelernergie erfolgt anhand der Position seines angebotenen Leistungspreises auf der Merit Order. Bei Angebotserstellung ist der Marktpreis nicht ex ante bekannt, Rückschlüsse können lediglich anhand historischer Marktentwicklungen gezogen werden. In der Praxis erfolgen Abschätzungen mittels Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen für Effizienz- und Grenzpreise. Eine Modellierung des oligopolistischen Regelleistungsmarktes würde jedoch den Rahmen dieser Simulation sprengen, weshalb historische Daten aus dem Jahr 2015 hinterlegt wurden. Da dieser Ansatz keine marktstrategische Bemessung des Leistungspreises zulässt, wurde der mittlere bezuschlagte Preis als Grundlage der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung gewählt.

In Tabelle 9 sind die jährlichen Kosten der betrachteten Varianten abgebildet. Betriebsgebundene Kosten beinhalten Instandhaltungsmaßnahmen, verbrauchsgebundene umfassen Energiekosten. Variante 1 und 3 bringen Kosteneinsparungen gegenüber dem Referenzgebäude, wobei Variante 1 mit einer Einsparung von 6,6 % das Optimum darstellt. Variante 2 ist mit Mehrkosten in Höhe von 9 % verbunden. Die zugrunde liegenden Investitionskosten sind im Anhang in Tabelle 12 aufgeführt.

Gemäß VDI 2067 werden für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit nur die Kostendifferenzen zur Vergleichsvariante berücksichtigt. Entsprechend sind für das Referenzgebäude keine Kapital- oder Instandhaltungskosten aufgeführt, da diese für alle Varianten gleich ausfallen. Wie man Abbildung 24 entnehmen kann, machen die kapitalgebundenen Kosten nur einen kleinen Anteil der jährlichen Aufwendungen aus; besonders die Kosten für den Pufferspeicher haben nur einen sehr begrenzten Einfluss. Die Kostenaufstellung wird vorrangig von verbrauchsgebundenen Kosten dominiert. In Variante 2 machen die Stromkosten nur einen geringen Anteil aus, bei den restlichen Varianten betragen sie ungefähr 23 % der Energiekosten. Die Erlöse variieren leicht zwischen den Varianten, reichen aber in Variante 1 und 3 zur Deckung der Kapital-

Tabelle 9: Zusammenfassung Wirtschaftlichkeitsrechnung

| | ref_KKM | var_1 | var_2 | var_3 |
|-------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Kapitalkosten | 0 €/a | -13.567 €/a | -26.011 €/a | -12.464 €/a |
| Betriebsgebundene Kosten | 0 €/a | -2.078 €/a | -4.492 €/a | -1.909 €/a |
| Verbrauchsgebundene Kosten | -90.032 €/a | -88.519 €/a | -86.745 €/a | -88.866 €/a |
| Erlöse | 0 €/a | 20.054 €/a | 19.096 €/a | 13.966 €/a |
| Jährliche Kosten | -90.032 €/a | -84.110 €/a | -98.152 €/a | -89.273 €/a |
| Einsparungen | 0 % | 6,58 % | -9,02 % | 0,84 % |

kosten. In Variante 2 sind die Kapitalkosten zu hoch, um durch die Erlöse gedeckt zu werden.

In Abbildung 25 sind der Regelenergiebezug und die damit verbunden Erlöse im Vergleich dargestellt. Alle drei Varianten können den Regelleistungsabruf jeweils einmal nicht erfüllen. Da sich die entgangenen Erlöse im ein- bis zweistelligen Bereich bewegen, wurden sie der Übersicht halber nicht in der Abbildung aufgeführt. Variante 2 bezieht erwartungsgemäß am meisten Energie, Variante 3 bildet aufgrund der saisonalen Begrenzung den Schluss. Die Erlöse sind dennoch bei Variante 1 am größten, da aufgrund höherer Arbeitspreise auch ein größerer Deckungsbeitrag erwirtschaftet wird. Die vermiedenen Brennstoffkosten durch einen erhöhten Regelenergiebezug wurden dabei nicht berücksichtigt. Doch selbst bei Bewertung dieser Kosten mit den Wärmegestehungskosten des Gaskessels bewertet fallen die Erlöse von Variante 1 um 3,4 % höher aus als bei Variante 2.

Mehrkosten und ein höherer anlagentechnischer Aufwand gebieten einer genaueren Betrachtung von Variante 2. Mit den gewählten Parametern entstehen Mehrkosten in Höhe von 9,02 %. Zum Vergleich: das Referenzgebäude mit Absorptionskälte hat jährliche Kosten von 106.065 €/a, was Mehrkosten von 17,81 % gegenüber dem Referenzgebäude entspricht. Um Parität zwischen den Kältegestehungskosten von Kompressions- und Absorptionskältemaschinen zu bewirken, ist bei den hinterlegten Kennzahlen und Brennstoffkosten eine Jahresarbeitszahl von 2,58 notwendig. Mit den hinterlegten Leistungskurven erreicht die Kompressionskältemaschine eine Jahresarbeitszahl von 4,97, die AKM ist zwangsläufig mit höheren Kosten belegt.

Neben den höheren variablen Kosten wird die Wirtschaftlichkeit von Variante 2 auch durch die hohen Investitionskosten eingeschränkt. Die Berechnung bezieht sich allerdings nur auf die Differenz zwischen den Investitionskosten von Kompressions- und Absorptionskälte, die AKM wird als alternative Anschaffung betrachtet. Bei der Installation des PtH-Systems in ein Bestandsgebäude stellt die Absorptionskältemaschine

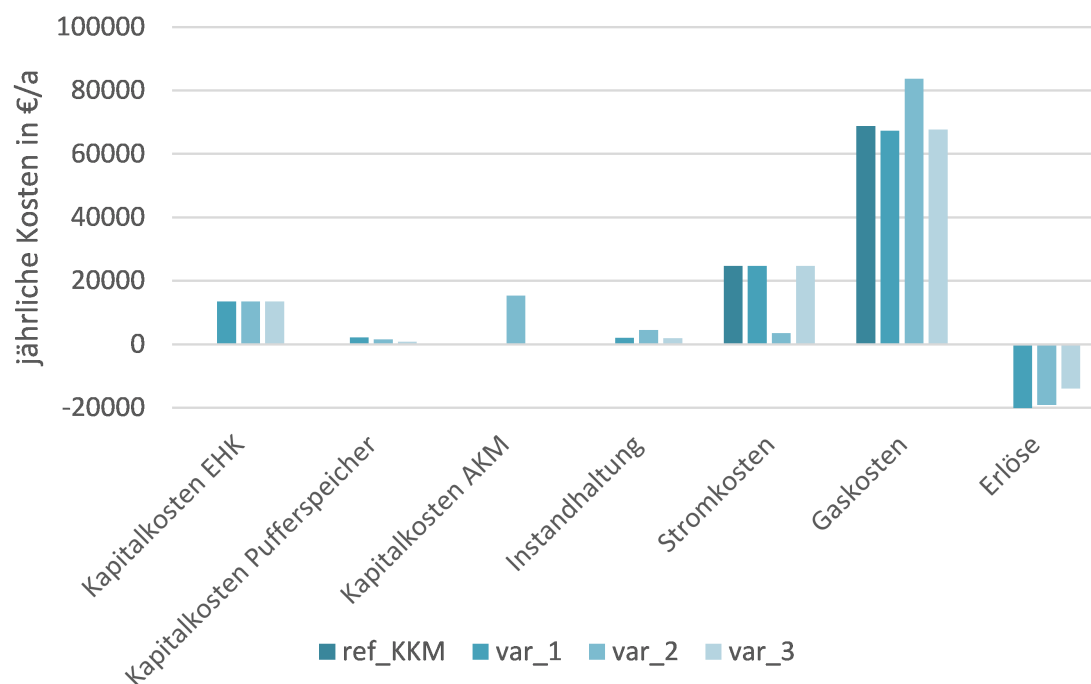


Abbildung 24: Aufgliederung der jährlichen Kosten

eine Ersatzinvestition dar, da bereits bestehende Gebäudetechnik ersetzt werden muss. Folglich müssten in diesem Fall die gesamten Investitionskosten berücksichtigt werden. Die Wirtschaftlichkeit ist jedoch schon im Falle einer Neuinvestition nicht gegeben, sodass sich die Installation in ein bestehendes System keinesfalls rechnet. Elektrodenheizkessel und Pufferspeicher stellen, unabhängig ob Neubau oder Bestandsgebäude, Neuanschaffungen da, sodass Variante 1 und 3 nicht in der Wirtschaftlichkeit eingeschränkt werden.

Wie oben beschrieben wurden zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit statische Energiepreise verwendet. Um den Einfluss von Veränderungen beurteilen zu können, wurden Empfindlichkeitsanalysen für Elektrizitäts- und Brennstoffkosten durchgeführt. In Abbildung 26 ist die Abhängigkeit der Einsparungen vom Gaspreis abgebildet, im Anhang findet sich in Abbildung 34 auf Seite 103 dasselbe für den Strompreis.

Es zeigt sich, dass die Kostenersparnisse von Variante 2 stark von den Energiekosten abhängen. Niedrige Gaskosten und hohe Strompreise verbessern die Wirtschaftlichkeit, gegensätzliche Entwicklungen verschlechtern sie. Diese Einflüsse rühren allerdings eher von der Nutzung der Absorptionskältemaschine als von Erlösen am Regelleistungsmarkt. Variante 1 und 3 werden hingegen nur zu einem geringen Maß durch externe Faktoren beeinflusst, die Einsparungen bleiben relativ stabil.

Ein wichtiges Bewertungskriterium zur Rechtfertigung von Investitionen ist die Amortisationszeit. Variante 1 hat eine dynamische Amortisationszeit von 10, Variante 3 von 14,1 Jahren. Innerhalb dieses Zeitraums sind die aufgezinste Investitionskosten durch die Kostenersparnisse getilgt. Derzeit rechnen Entscheidungsträger in Industrie und Handel jedoch mit deutlich geringeren Amortisationszeiten von maximal drei Jahren.

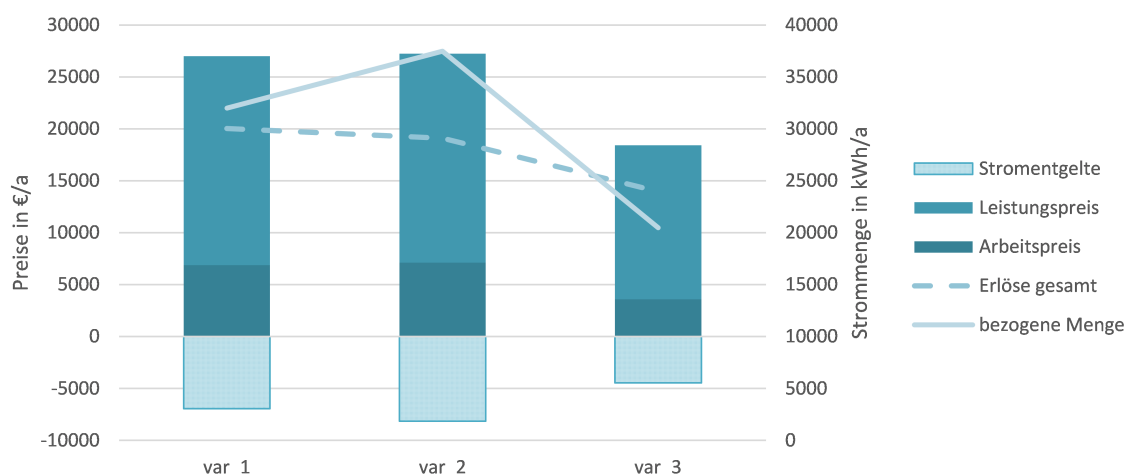


Abbildung 25: Erlöse durch Regelenenergie

Trotz fiskalisch positiven Erträgen wird es somit schwer fallen, die jeweiligen Verantwortlichen von solch einer Investition zu überzeugen.

Die oben aufgeführten Berechnungen basieren auf der Annahme, dass eine Direktvermarktung der Regelleistung möglich ist. Da die Mindestangebotsgröße jedoch über der angebotenen Leistung liegt, kann die Vermarktung nur über einen Poolbetreiber erfolgen. Zu den Geschäftsmodellen der Aggregatoren ist nicht viel bekannt. Von besonderer Bedeutung sind Art und Höhe der Vergütung, die an den Aggregator zu zahlen ist. Das Versorgungsunternehmen *N-Ergie* äußerte auf Anfrage, dass der Anlagenbetreiber lediglich einen Teil des Arbeitspreises abtreten muss, was in Anbetracht der niedrigen Deckungsbeiträge jedoch fragwürdig erscheint. *Lichtblick* verlangt pauschal einen Anteil der gesamten erwirtschafteten Erlöse, die Höhe ist aber nicht bekannt. Nach [64, S. 20] müssen ungefähr 30 % der Erlöse an den Poolbetreiber gezahlt werden. Da keine weiteren Informationen vorliegen, wurde diese Zahl den weiteren Berechnungen zugrunde gelegt. In Tabelle 10 sind die jährlichen Kosten wahlweise mit und ohne Aggregator, bezogen auf das Referenzgebäude, dargestellt.

Tabelle 10: Kosten bezogen auf das Referenzgebäude

| | var_1 | var_2 | var_3 |
|------------------------|---------|---------|---------|
| Kosten ohne Aggregator | 93,4 % | 109,0 % | 99,2 % |
| Kosten mit Aggregator | 100,1 % | 115,4 % | 103,8 % |

Durch das Einbeziehen des Aggregators ist ein wirtschaftlicher Betrieb nicht mehr ohne weiteres möglich. Alle Varianten verzeichnen erhöhte Kosten, auch Variante 1 und 3 haben nun Mehrkosten gegenüber dem Referenzgebäude. Das Gros der Einsparungen rührte von Erlösen aus dem Regelenenergiemarkt, reduzierte Brennstoffbezugskosten machten nur einen kleinen Teil aus. Durch Einschränkungen der Erlöse wird somit

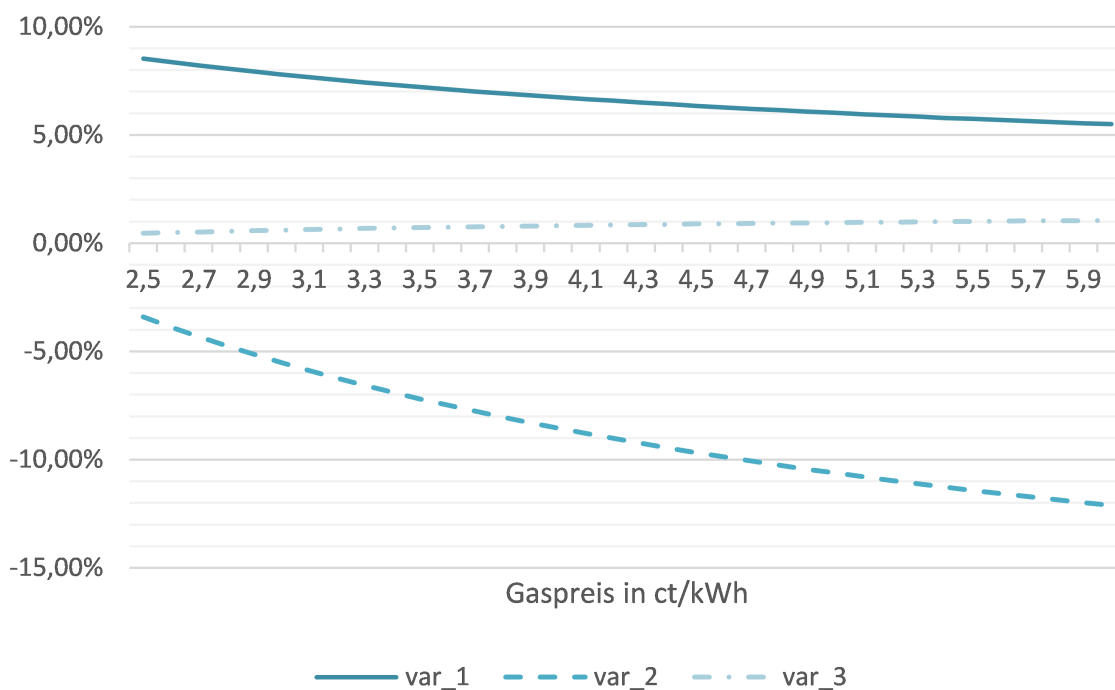


Abbildung 26: Einfluss des Gaspreises auf die Einsparungen

auch die Gesamtwirtschaftlichkeit empfindlich getroffen. Um weiterhin Kosten gegenüber dem Referenzmodell einzusparen dürften im Falle von Variante 1 höchstens etwa 25 % der Erlöse abgeführt werden.

4.3 Zwischenfazit

Variante 2 und 3 erwiesen sich als unwirtschaftlich. Trotz vergleichbarer Kapitalkosten wie Variante 1 werden die Erlöse aus der Regelleistungsvorhaltung durch den saisonalen Betrieb stark eingeschränkt. Lediglich bei deutlich höheren spezifischen Investitionskosten für Pufferspeicher wäre eine nähere Betrachtung sinnvoll. Aufgrund des niedrigen Arbeitspreises fällt der Deckungsbeitrag, ähnlich wie bei Variante 2, sehr gering aus, der Arbeitspreis macht nur einen kleinen Anteil der Erlöse aus.

Variante 2 weist aufgrund der verwendeten Absorptionskältemaschine einen Mehraufwand gegenüber dem Referenzgebäude auf. Ohne vorhandene Wärmequelle mit niedrigen WärmeGESTEHUNGskosten, beispielsweise Abwärme, kann die AKM im Vergleich mit Kompressionskälte nicht wirtschaftlich betrieben werden. Trotz ganzjähriger Wärmeabnahme werden geringere Erlöse durch Regelenenergie erwirtschaftet, als bei Variante 1. Weiterhin weist Variante 2, abermals aufgrund der Absorptionskälte, eine starke Abhängigkeit der Einsparungen von externen Faktoren, wie Energiekosten, auf.

Variante 1 erwirtschaftet die höchsten Kosteneinsparungen hauptsächlich durch Leistungspreise. Die Ergebnisse weisen nur eine geringe Abhängigkeit von den Energiepreisen auf und sind relativ unabhängig vom Jahreslastgang, da der hohe Arbeitspreis den

Regelenergiebezug minimiert. Aufgrund der hohen staatlich induzierten Preisbestandteile empfiehlt es sich, den Arbeitspreis hoch zu wählen um die Erlöse zu maximieren. Die größten Einsparungen sind in einem Gleichgewicht zwischen vermiedenen Brennstoffkosten und erhöhten Erlösen zu finden.

Eine wirtschaftliche Betriebsweise wird durch die Involvierung eines Aggregators jedoch erheblich eingeschränkt. Abzuführende Beiträge wirken sich stark auf die Wirtschaftlichkeit aus, da die Deckung der Kapitalkosten nicht mehr gewährleistet werden kann. Bei hohen Abgaben empfiehlt es sich, den Arbeitspreis zu reduzieren um möglichst viel Strom vom Regelenergiemarkt beziehen zu können. Selbst diese Maßnahme kann den Einfluss des Aggregators nicht vollständig ausgleichen.

Die Verdrängung des fossilen Energieträgers Gas durch Strom vom Regelenergiemarkt zur Bereitstellung von Wärme führt in situ zu einem gesteigerten Primärenergiebedarf. Gleichzeitig wird durch die Abnahme von Regelleistung bundesweit ein Teil des Brennstoffs zur Wärmebereitstellung vermieden, was zu einer Reduktion des Primärenergiebedarfs führt. Ähnlich verhält es sich mit der Reduktion von CO₂-Emissionen: auf Gebäudeebene steigen sie, bundesweit kann der Ausstoß jedoch reduziert werden.

Tabelle 11: Primärenergiebedarf und CO₂-Emissionen

| | var_1 | var_2 | var_3 |
|---------------------------------------|----------|-----------|-----------|
| lokaler Mehrbedarf Primärenergie | 2,38 % | 11,65 % | 1,27 % |
| Einsparung Primärenergie bundesweit | 35,2 MWh | 41,25 MWh | 22,55 MWh |
| Einsparung CO ₂ bundesweit | 7,90 to | 9,26 to | 5,03 to |

In Tabelle 11 sind die Auswirkungen auf Primärenergiebedarf und CO₂-Emissionen aufgezeigt. Da der Energiebedarf des Modells nicht repräsentativ für die Energiebezugsfläche ist, können keine Rückschlüsse auf den spezifischen Primärenergiebedarf getroffen werden. Eine Untersuchung der relativen Veränderungen bleibt dennoch zulässig. Der lokale Mehrbedarf an Primärenergie fällt mit 2,38 % bei Variante 1 vernachlässigbar gering aus. Lediglich Variante 2 weist einen nennenswerten Mehrbedarf auf, dieser stammt hauptsächlich von der systembedingten Steigerung des Endenergiebedarfs. Im Gesamtkontext bleiben aber auch die Einsparungen vernachlässigbar gering – so betrug der Primärenergiebedarf von Deutschland 2015 13335 PJ, was acht Größenordnungen über den Einsparungen liegt. Der primäre systemdienliche Nutzen von Power-to-Heat Anlagen ist folglich in der Bereitstellung von Flexibilität, beispielsweise durch Systemdienstleistungen, zu suchen.

Eine Optimierung des Systemverhaltens könnte durch einen prädiktiven Algorithmus zur Bestimmung des Arbeitspreises erfolgen. Durch eine Abschätzung freier Speicherkapazität in Abhängigkeit von externen Faktoren, wie Außentemperatur, Belegung oder Prozessführung im industriellen Umfeld, ist eine Anpassung des Arbeitspreises an die

gewünschte Einspeisung denkbar. In der Theorie führt eine solche Optimierung zu einer Maximierung des Fremdwärmebezugs bei Minimierung der Speichergröße, um ein wirtschaftliches Optimum zu erreichen. In der Praxis gibt es zwei Hinderungsgründe: Zum einen stellt der notwendige Algorithmus eine ernstzunehmende mathematische Herausforderung dar. Der Grenzarbeitspreis zeichnet sich, wie in Abbildung 14 auf Seite 57 dargestellt, durch eine hohe saisonale Volatilität aus. Speziell in den Sommermonaten kommt es zu starken Schwankungen, die eine hinreichend genaue Voraussage erschweren.

Der zweite Hinderungsgrund ist regulatorischer Natur. Aktuell erzwingen die geltenden Netzentgelte und weiteren Strompreisbestandteile einen hohen Arbeitspreis für den wirtschaftlichen Betrieb. Selbst mit optimierten, selbstlernenden Algorithmen bleibt somit nur eine schmale Spanne, innerhalb derer eine Variation des Arbeitspreises wirtschaftlich sinnvoll ist. Weiterhin verhindern die wöchentlichen Ausschreibungen eine Reaktion auf kurzfristige Veränderungen, beispielsweise einer Überlastung der Speicherkapazitäten. Dies ließe sich von politischer Seite durch verkürzte Ausschreibungsdauern beheben. Einen Extremfall stellt das Anheben des Arbeitspreises auf einen extrem hohen Wert dar, sodass ein Regelleistungsabruf nach Möglichkeit verhindert und einzig die Leistungsvorhaltung zur Refinanzierung der Investitionskosten genutzt werden kann. Dieser Ansatz führt jedoch den ursprünglichen, systemdienlichen Nutzen ad absurdum.

Abschließend lässt sich feststellen, dass eine Wirtschaftlichkeit nur unter bestimmten Voraussetzungen gegeben ist. Bei einer direkten Vermarktung durch den Anbieter gestalten sich Variante 1 und 3 als wirtschaftlich. Aufgrund besserer Ersparnisse ist Variante 1 gegenüber Variante 3 vorzuziehen, eine saisonal aussetzende Vermarktung scheint nicht empfehlenswert. Variante 2 stellt insofern einen Spezialfall dar, als dass neben der Installation zusätzlicher Anlagentechnik auch ein Austausch bereits vorhandener Gebäudeausrüstung stattfand. Aufgrund hoher Investitionskosten ist mit Variante 2 kein wirtschaftlicher Betrieb möglich.

Sobald die Regelleistung durch einen Dritten aggregiert wird, ist der wirtschaftliche Betrieb nur noch in Einzelfällen möglich. Innerhalb des gegenwärtigen regulatorischen Rahmens ist eine Aggregation erforderlich, da andernfalls die Mindestangebotsgröße nicht erreicht werden kann. Somit ist derzeit mit keiner der Varianten ein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Die vorliegenden Ergebnisse hängen jedoch von einer Vielzahl an externen Faktoren ab. Wenn beispielsweise Leistungspreise nahe des Grenzpreises erzielt werden, steigen die Erlöse stark an. Gleichzeitig können die Geschäftsmodelle und die damit verbundenen Gewinnmargen der Poolbetreiber variieren, sodass sich keine abschließende Aussage über deren Einfluss machen lässt.

Der Simulation lagen Marktdaten von 2015 zugrunde, die Ergebnisse entsprechen also dem aktuellen Stand. Die Energiewirtschaft durchläuft derzeit jedoch eine grundlegende Veränderung, deren Resultat noch niemand vorhersehen kann. Ausgehend von

der politischen Entscheidung, die deutsche Energieversorgung künftig aus regenerativen Quellen zu decken, ergibt sich die Notwendigkeit, das bestehende System an die Anforderungen der Energiewende anzupassen. Folglich werden sich in den kommenden Jahren auch die Vermarktungsoptionen und Einsatzgebiete von Flexibilitäten verändern müssen.

5 Ausblick

Eine günstige Methode zur Deckung des steigenden Flexibilitätsbedarfs stellt Power-to-Heat dar. Bisher wurden meist Projekte im Zusammenhang mit Nahwärmenetzen realisiert, da dort bereits ausreichende Wärmeabnahme und Speicherkapazitäten bereits vorhanden sind. Die Simulation zeigte, dass auch im Bereich von Gewerbeimmobilien ein nennenswertes technisches Potential vorhanden ist. Bei ausreichend dimensionierten Speichern kann die installierte EHK-Leistung deutlich über der Wärmenennlast liegen, ohne dass Einschränkungen in der Regelleistungserbringung zu erwarten sind. Somit kann auch bei einer geringen Anzahl an verwalteten Immobilien genügend Leistung aggregiert werden, um am Regelleistungsmarkt teilzunehmen. Eine flächendeckende Umsetzung scheint aber unwahrscheinlich; begrenzte Wirtschaftlichkeit und eingeschränkte Umnutzungsfähigkeit lassen eine Realisierung unattraktiv erscheinen. In Anbetracht der kommenden Änderungen ist die Investitionssicherheit derzeit unzureichend ausgeprägt.

Innerhalb des gewählten Betrachtungszeitraums von 20 Jahren wird sich die Energiewirtschaft in ihrer grundlegenden Struktur verändern. Den Simulationsergebnissen liegen Marktdaten von 2015 zugrunde. Sowohl Marktvolumen als auch Preisniveaus befinden sich im Wandel und auch der Rechtsrahmen wird aktuell überarbeitet. Die Investition in ein solches Projekt unterliegt derzeit einer hohen planerischen Unsicherheit, traditionelle Vermarktungsmodelle sind im Hinblick auf die lange Zeitspanne einem hohen Risiko unterworfen.

Speziell die geringen Investitionskosten prädestinieren Power-to-Heat-Anwendungen als günstige Flexibilitätslieferanten. Kurz- bis mittelfristig wird das technische Potential durch die steigende Volatilität am Strommarkt noch weiter steigen. Langfristig werden aber andere Flexibilitätsoptionen an Relevanz gewinnen, insbesondere da die Anwendungsfelder von PtH durch die sinkende Wärmenachfrage der Endverbraucher eingeschränkt werden.

Für viele Branchenteilnehmer stellt der Regelleistungsmarkt die Hauptvermarktungsoption für Flexibilitäten dar. Eine tiefer greifende Integration der Nachfrageseite wird aber durch die regulatorischen Rahmenbedingungen beschränkt. Die Vermarktung kleiner, aggregierter Lasten auf dem Regelleistungsmarkt erfordert das Überwinden rechtlicher und regulatorischer Hürden. Lange Ausschreibungszeiträume und Produktlaufzeiten verzerren den Wettbewerb zu Ungunsten flexibler Anbieter. Der Markteintritt kleinerer Anbieter, insbesondere Anlagenbetreiber auf Gebäudeebene, wird durch die Mindestangebotsgrößen verhindert. Eine Vermarktung kurzfristig verfügbarer Kapazitäten ist somit nur über den Anlagenpool eines Aggregators möglich. Durch die erforderliche Präqualifizierung jeder einzelnen technischen Einheit steigen Verwaltungsaufwand und damit verbundene Kosten, außerdem werden Aggregatoren in der Wahl ihrer Anlagen eingeschränkt. Durch die Strukturierung des Bilanzkreissystems ist eine bilanz-

kreisübergreifenden Vermarktung immer mit zusätzlichen Hemmnissen verknüpft. Ein Einsatz flexibler Lasten in der Primärregelung wird durch die symmetrische Angebotsgröße von vornherein ausgeschlossen.

In Deutschland erfolgte die Bereitstellung von Regelernergie historisch durch fossile Wärme-Kraft-Prozesse, wie Kohlekraftwerke oder Gasturbinen. Die technischen Anforderungen spiegeln diesen Ursprung wieder, ähnlich wie das Gros der Energiewirtschaft stammen große Teile des Regelwerks noch aus Zeiten der traditionell vertikal organisierten Großunternehmen. Den Entwicklungen auf dem Strommarkt wurde durch Verringerung der Mindestangebotsgrößen und Verkürzung der Ausschreibungsdauern im Jahr 2011 Rechnung getragen, auch kleineren Energieversorgern wurde so der Markteintritt ermöglicht. Es ist nur logisch, dass nun durch weitere Anpassungen die Anforderungen der Energiewende berücksichtigt werden müssen, um auch in Zukunft eine sichere Versorgung garantieren zu können.

Im europäischen Umfeld wurden bereits Schritte zur Integration flexibler Lasten getroffen. Wie in Kapitel 2.5 genauer erläutert, führten Maßnahmen wie verkürzten Angebotsdauern, der Öffnung von Bilanzkreisen sowie kurzfristigen Vermarktungsoptionen zu einer verstärkten Marktdurchdringung von Anbietern flexibler Lasten. Auch im Ausland ist die Einbindung der Nachfrageseite in das Energiesystem noch nicht abgeschlossen, manche der getroffenen Schritte können aber als Beispiele für die Anpassung des deutschen Systems dienen.

Die Forderungen nach reduzierten Eintrittsbarrieren in den Regelleistungsmarkt und einer zunehmenden Flexibilisierung der Nachfrageseite wurden inzwischen auch von der Politik evaluiert. Schon im Weißbuch zur Energiewende betont das BMWi die Rolle flexibler Nachfrage im Energiesystem der Zukunft; Im Auftrag des BMWi hat die Bundesnetzagentur eine Reihe von Eckpunkten festgelegt, welche den Regelerneuermarkt einer größeren Anzahl an Anbietern öffnen sollen. Für die Sekundärregelung werden folgende Maßnahmen genannt:

- kalendertägliche Ausschreibung
- Möglichkeit einer zweiten Ausschreibung am Nachmittag, sofern der Bedarf an Sekundärregelleistung nicht in der ersten Ausschreibung gedeckt wurde
- Reduktion der Mindestangebotsgröße auf 1 MW, wenn ein Anbieter innerhalb der Regelzone maximal ein Angebot je Sekundärregelleistungsprodukt abgibt
- Veröffentlichung detaillierterer Informationen zum Regelleistungsmarkt im Rahmen von Transparenzpflichten

Die Bundesnetzagentur argumentiert, dass Ausnahmeregelungen bei der Mindestangebotsgröße eine Poolung größtenteils überflüssig machen würde. Aggregatoren könnten

dadurch teilweise in ihrem Geschäftsmodell eingeschränkt werden. Eine kalendertägliche Ausschreibung würde flexiblen Anbietern eine Fülle an Möglichkeiten eröffnen. Speziell Großverbraucher wären in der Lage, ihre flexiblen Kapazitäten im Rahmen ihrer Produktionsplanung zu vermarkten. Ein zeitlicher Rahmen für die Umsetzung der Eckpunkte ist bisher noch nicht festgelegt, zuerst ist eine Diskussion mit Branchenvertretern geplant [vgl. 98].

2016 soll der Strommarkt durch das *Strommarktgesetz* weiterentwickelt und die Regelungen des Weißbuchs zur Energiewende umgesetzt werden. Bereits jetzt ist ein Gesetzesentwurf einsehbar. Neben allgemeinen energiewirtschaftlichen Maßnahmen wie der Einführung einer Kapazitätsreserve werden auch eine Reihe von Anpassungen hinsichtlich einer Marktteilnahme von flexiblen Lasten getroffen. Zur Erleichterung des Marktzugangs von Aggregatoren soll die Sekundärregelung im Bezug auf den Bilanzkreiszugriff der Minutenreserve gleichgestellt werden. Künftig soll im Bilanzkreisvertrag geregelt werden, dass der Bilanzkreisverantwortliche seinen Bilanzkreis gegen ein angemessenes Entgelt für die Bereitstellung von Sekundärregelung öffnen muss [99, S. 133]. Damit wäre Aggregatoren der Zugriff auf Anlagen in fremden Bilanzkreisen erleichtert, was die Erschließung kleinerer Flexibilitätspotentiale weiter vorantreiben würde.

Zu den Vorschlägen im Rahmen der Diskussion um eine Modernisierung des Regelenergiemarkts zählt auch die Einführung eines Einheitspreisverfahrens. Anbieter geben Gebote in Höhe ihrer Grenzkosten ab und werden beim Einsatz durch die Kosten der letzten eingesetzten Einheit entlohnt. Der erwirtschaftete Gewinn berechnet sich durch die Differenz der Grenzkosten vom bezuschlagten Preis. Beispiele für ein Einheitspreisverfahren finden sich beispielsweise am Strom- und Gasmarkt. Ziel dieser Maßnahme wären die vereinfachte Gebotserstellung sowie eine Steigerung der Markteffizienz. Der Einfluss dieses Verfahren auf die erwirtschafteten Preise lässt sich momentan nicht abschätzen. Im Rahmen der Simulation wurde jedoch der größte Teil der Erlöse durch die Leistungsvorhaltung erwirtschaftet, der Arbeitspreis hatte nur einen geringen Einfluss. Somit wird sich durch Einführung eines Einheitspreismodells voraussichtlich kein besonderer wirtschaftlicher Nachteil ergeben. Bei anderen Möglichkeiten der Regelleistungsbereitstellung, die aufgrund niedrigerer Grenzkosten öfter aufgerufen werden, lassen sich die Auswirkungen des Einheitsmodells noch nicht abschätzen. Grundsätzlich bietet dieses Modell jedoch insbesondere Anbieter mit niedrigen Grenzkosten wirtschaftliche Vorteile, da sie damit höhere Gewinne erwirtschaften können.

Für einen Ausblick auf die zukünftiger Rentabilität des Markts für negative SRL ist es erforderlich, die Entwicklung der Arbeits- und Leistungspreise zu beobachten. In Abbildung 27 ist die Entwicklung der Leistungspreise für negative Sekundärregelleistung im Hochtarif von 2012 bis 2015 aufgetragen. Die aufgetragenen Leistungspreise weisen eine hohe Volatilität auf, speziell der Grenzleistungspreis ist starken Schwankungen unterworfen. Auf den gesamten aufgetragenen Zeitraum gesehen zeigt sich jedoch eine sinkende Tendenz. Wohingegen 2013 noch allein durch die Leistungsvorhaltung

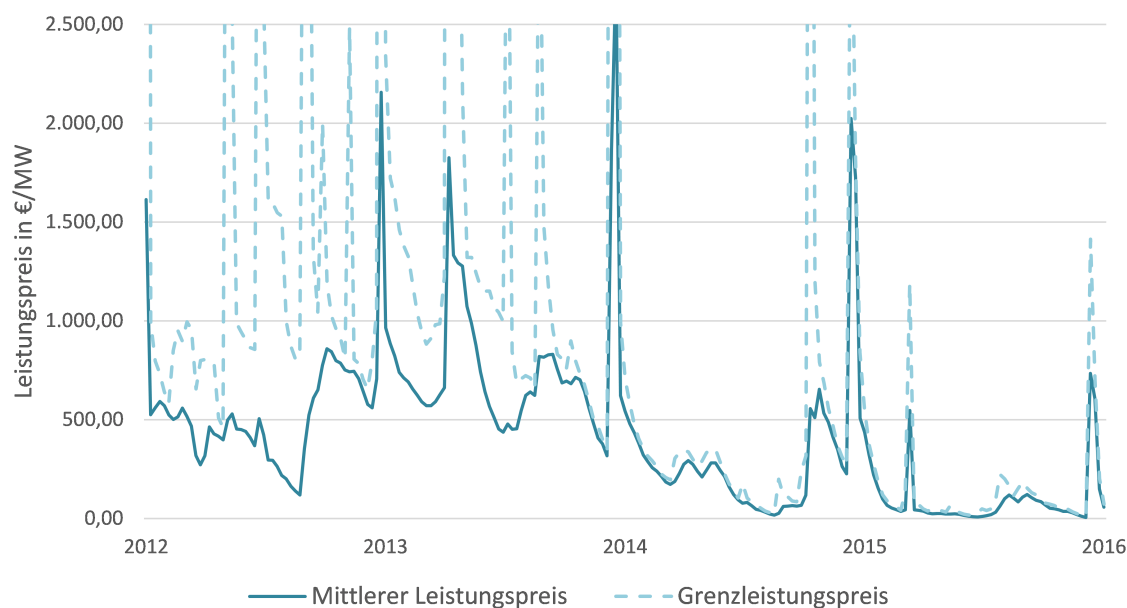


Abbildung 27: Entwicklung der Leistungspreise für negative SRL HT (Eigene Darstellung nach [31])

hohe Erlöse erwirtschaftet werden konnten, sanken die Leistungspreise 2015 an vielen Wochen unter 100 €/MW.

Es liegt die Vermutung nahe, dass die steigende Einspeisung volatiler Energiequellen auch zu einem steigenden Bedarf an Systemdienstleistungen führen wird. Mit dem Zubau regenerativer Energieerzeugungsanlagen findet aber zugleich auch ein Abbau von Überkapazitäten im Netz statt. Gleichzeitig drängen neue Anbieter auf den Markt, durch das Senken der Präqualifikationsanforderungen wurde die Teilnahme für einen größeren Kreis von Anlagen geöffnet. Der Markteintritt neuer Anbieter mit Grenzkosten nahe Null führt zu einem erheblichen Kostendruck, der Investitionen in dedizierte Flexibilitätsoptionen zunehmend unattraktiv macht.

Windkraftanlagen sind ein Beispiel für solche Anlagen mit niedrigen Grenzkosten. Bisher behinderten ungenaue Prognosen und dargebotsabhängige Einspeisung die Erstellung marktgültiger Angebote. Mithilfe verbesserter probabilistischer Prognosen und dem Pooling mehrerer Windparks besteht inzwischen die Möglichkeit einer Vermarktung, speziell in Kombination mit reduzierten Produktlängen. Die Betreiber von Windkraftanlagen sind bestrebt, die Rahmenbedingungen entsprechend anzupassen. So wurde 2015 in einem Pilotprojekt von *Enercon* erstmals negative SRL durch einen Windpark bereitgestellt [100]. Dezember 2015 veröffentlichten die ÜNB spezielle Präqualifikationsanforderungen für die Teilnahme von Windkraftanlagen in der Minutenreserve, sodass einem regulären Markteintritt nichts mehr im Weg steht. Zum jetzigen Zeitpunkt lässt sich der Einfluss eines Markteintritts von Windkraftanlagen auf die Leistungspreise nur schwer abschätzen. Fest steht, dass durch den Markteintritt die Risiken für eine unvorteilhafte Preisentwicklung deutlich ansteigen werden.

Der Markt für negative Sekundärregelleistung ist ein Nischenmarkt mit einem Volumen von etwa 2 GW. Schon der Markteintritt kleiner Anbieter kann somit spürbare Auswirkungen auf den Marktpreis haben. Durch eine erhöhte Marktdurchdringung von kleineren, dezentralen Anlagen sind Kannibalisierungseffekte zu befürchten: Je mehr Einheiten in den Markt eintreten, desto stärker ist der Preisverfall von Leistungspreisen. Theoretisch sollte sich ein Gleichgewicht einstellen, in dem die Anlagen gerade noch wirtschaftlich sind. Es ist durchaus möglich, dass es zu einem Überspringen („Schweinezyklus“) und dem damit verbundenen Preisverfall kommen könnte. In einer Studie kam *enervis* zu dem Ergebnis, dass bei einer Vorhaltung von 200 MW durch Elektrokessel eine Senkung des durchschnittlichen jährlichen Leistungspreises von 20 %, bei einer Vorhaltung von 400 MW von 40 %, beides bezogen auf die Preise von 2014, zu erwarten ist [101].

Der Preisverfall auf den Regelenenergiemärkten wird eingehend von den Marktakteuren beobachtet. Der Aggregator *Next Kraftwerke* ist beispielsweise der Ansicht, dass dem Regelenenergiemarkt in Zukunft deutlich geringere Bedeutung zukommen wird. Aktuell stellt er noch die einzige wirtschaftliche Vermarktungsoption für Flexibilitäten dar, doch mit einer zunehmenden Marktöffnung werden die Preise weiter fallen. Nach deren Einschätzung liegt die Zukunft für Flexibilitäten in Deutschland am Intraday- und Spotmarkt.

Die bisherige Preisentwicklung 2016 bestätigt diese Vermutung: In der Ausschreibung vom 22.02. bis 28.02.2016 wurde für negative Regelleistung im Hochtarif ein mittlerer Leistungspreis von 0,18 €/MW erzielt; Zum Vergleich: 2015 wurden zur gleichen Zeit mittlere Leistungspreise um 100 €/MW erreicht. Dieser Preisverfall wird sich noch weiter verstärken, im Februar 2016 wurden erstmals 60 MW an Windkraftanlagen für den Regelenenergiemarkt präqualifiziert [102]. Eine abschließende Bewertung der aktuellen Entwicklungen wird durch die hohe Volatilität erheblich erschwert, fest steht jedoch, dass die aktuelle Dynamik keine planerische Sicherheit bietet. Sofern die Preise weiterhin so niedrig bleiben, werden sich Investitionen in flexible Anlagentechnik nur noch in wenigen Fällen rentieren. Lediglich zu Sonderereignissen, wie einer Sonnenfinsternis oder den Weihnachtsfeiertagen ist weiterhin mit hohen Preisen zu rechnen.

Mit sinkenden Erlösen verlieren die Regelleistungsmärkte zunehmend an Relevanz. Zur Bereitstellung der benötigten Flexibilität ist die Schaffung neuer und der Ausbau bestehender Vermarktungsmöglichkeiten erforderlich. Derzeit liegt der politische Fokus in Deutschland zwar noch hauptsächlich auf der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, die vorliegenden Gesetzesvorschläge und Änderungsentwürfe bieten aber schon einen ersten Ansatz für eine weitere Flexibilisierung des Strommarkts. Die Vorschläge lassen allerdings noch einige Lücken offen; Insbesondere die aktuelle Gestaltung der Netzentgelte behindert viele Anwendungsmöglichkeiten. Nach §14a EnWG ist zwar flexiblen Letztverbauchern in Niederspannung ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, bislang fand jedoch noch keine Umsetzung statt.

Im Bereich industrieller Großverbraucher stellen die Regelungen zur Befreiung von Netzentgelten nach § 19 StromNEV derzeit einen erheblichen Hinderungsgrund für die Adaption von überbetrieblichem Lastmanagement dar. Im Vorentwurf des kommenden Strommarktgesetzes nimmt der Bundesrat dazu wie folgt Stellung:

“ Die Bereitstellung von Flexibilität in Form von Regelenenergie darf nicht durch gegenläufige Anreize aus der Netzentgeltsystematik verhindert werden.“ [99, S. 160]

Im Gesetzesentwurf selbst wird keine Veränderung des § 19 der Stromnetzentgeltverordnung angestrebt. Mit Abhilfe ist frühestens bei der nächsten Novellierung zu rechnen. Da diese erst in einigen Jahren geschehen wird, bleiben Großverbraucher weiter in der Erschließung ihrer Flexibilitätspotentiale behindert.

In Kapitel 2.3 wurde Einspeisemanagement als eine Möglichkeit zur Marktintegration flexibler Lasten vorgestellt. Der Bundesrat greift diesen Vorschlag auf und empfiehlt der Bundesregierung *“kurzfristige Handlungsoptionen für die Nutzung zuschaltbarer Lasten zur Engpassbewirtschaftung zu prüfen und noch in dieser Legislaturperiode konkrete Umsetzungsvorschläge vorzulegen“* [99, S. 160]. Es ist nicht abzusehen, inwiefern die Bundesregierung dieser Forderung nachkommt und wie sie umzusetzen wäre. Die Sensibilisierung des Bundesrats für die Thematik lässt aber auf eine weitere Diskussion hoffen. Auch Branchenvertreter wie *energy & meteo systems* und *Uniper Energy Storage* äußerten auf Anfrage, dass sie in diesem Ansatz nennenswerte Potentiale sehen.

Als bereits etablierter Mechanismus zur Integration von Nachfrageseite bei der Beseitigung von Netzengpässen läuft die AbLaV nach Verlängerung am 01. Juli 2016 aus [vgl. 103]. Kritiker sprechen von einer Überförderung, da die hohen Erlöse andere Vergütungsmöglichkeiten für flexibles Verhalten unattraktiv erscheinen lassen. Momentan sind noch keine Informationen hinsichtlich der Novellierung bekannt. Es kann allerdings davon ausgegangen werden, dass eine Umsetzung in ähnlicher Form weiterhin stattfinden wird, gegebenenfalls unter reduzierten Vergütungsmöglichkeiten.

Bisher bestand kein nennenswerter Bedarf nach Abschaltmaßnahmen gemäß AbLaV, die Netzstabilität konnte stets durch die etablierten Systemdienstleistungen gewahrt werden. Mit dem Markteintritt neuer Anbieter in den Regelleistungsmarkt ist auch in Zukunft mit ausreichenden Kapazitäten zu rechnen, eine Verlängerung der AbLaV in ihrer jetzigen Form scheint somit keinen relevanten systemtechnischen Nutzen zu bringen.

Bei Wegfall des Regelleistungsmarkts sehen viele Branchenteilnehmer die Zukunft in einer Vermarktung von Flexibilitäten am Intraday-Markt. Im Weißbuch zur Energiewende unterstützt auch das BMWi diesen Ansatz. Bilanzkreisverantwortliche sollen zur Bilanzkreistreue bewegt werden und Ausgleichsenergie lieber vom Intradaymarkt beziehen, als auf die Regelenenergiemärkte zurückzugreifen. Die Preissignale von der Börse sollten möglichst unverfälscht an die Endkunden weitergegeben werden, um die Anreize

für Lastverschiebungen zu maximieren. Bei den aktuellen Regelungen bilden Steuern, Umlagen und Entgelte einen fixen Kostensockel, der die Börsenpreise stark verzerrt. Die Umsetzung erfordert folglich eine Abschwächung der staatlich induzierten Preisanteile. Es wäre beispielsweise vorstellbar, Netzentgelte und EEG-Umlage für flexible Anbieter entfallen zu lassen, da Netzstabilität und die Integration erneuerbarer Energien durch einen intelligenten Energiemarkt gefördert werden. Im Vorentwurf zum Strommarktgesetz wird einer freien, wettbewerblichen Preisbildung und der Ermöglichung von Preisspitzen ein wichtiger Anreiz zur Flexibilisierung des Stromsystems zugesprochen. Andererseits sollen fluktuierende erneuerbare Energien in ihrer Spitzeneinspeisung gekappt werden, sodass die Preisbildung in niederen Preissegmenten künstlich eingeschränkt wird [vgl. 99, S. 10]. Es wäre wünschenswert, dass der Kostensockel des Strompreises reduziert und Börsenpreise möglichst unverfälscht an die Anbieter flexibler Lasten weitergeleitet werden würden. Bisher wurden diese Forderungen von der Politik aber noch nicht aufgegriffen.

Derzeit geben auch die Börsenpreise keine adäquaten Anreize zur Flexibilisierung der Nachfrage. Die Börsenpreise am Spotmarkt waren 2015 von einer vergleichsweise geringen Volatilität geprägt. Das mittlere monatliche Preisniveau schwankte zwischen 25,36 €/MWh und 39,36 €/MWh, im jährlichen Durchschnitt lag es bei 31,60 €/MWh. Die Preisspitzen lagen bei maximal 100 €/MWh, was aber nur an zwei Zeitpunkten im Jahr auftrat. Auch die negativen Strompreise waren in ihrem Umfang stark begrenzt, der niedrigste Preis lag bei -79,94 €/MWh, mit einem mittleren negativen Preis von -9,00 €/MWh [vgl. 3]. Im Dezember 2014 wurde der Intraday-Markt auf viertelstündliche Angebote umgestellt. Durch die kurzen Vorlaufzeiten eignet er sich besonders zur Deckung kurzfristiger Prognosefehler und der Vermarktung stark volatiler Energieträger. In Abbildung 28 sind die Börsenpreise vom Intraday-Markt im Jahr 2015 kumuliert aufgetragen.

Es zeigt sich, dass auch der Intraday-Markt nur begrenzt volatil ist. Preise über 100 €/MWh treten nur an drei Viertelstunden auf, Preise unter -100 €/MWh nur an einer. Dennoch ist ein höheres Potential als auf dem Spotmarkt vorhanden: Die Preise weisen eine größere Spreizung auf, an 2 % der gehandelten Viertelstunden traten negative Strompreise auf. Um Anreize für Lastverlagerungen zu setzen, müssen die Börsenpreise ausreichend hohe Differenzen in kurzen Zeitabständen aufweisen. Dies war auf dem Spotmarkt 2015 nicht gegeben, auch der Intraday-Markt weist nur geringe Schwankungen auf. Um Lastverschiebungen finanziell attraktiv zu gestalten, müssen die Marktpreise noch deutlich volatiler werden.

Flexibilität stellt derzeit noch ein Nischenthema dar, was sich aber im Laufe der kommenden Jahre ändern wird. Um auf die steigende Volatilität der Einspeisung reagieren zu können, wird die Nachfrageseite flexibler gestaltet werden müssen. Das erfordert ein Umdenken in der Energiewirtschaft, weg von etablierten Top-down-Strukturen und hin zur intelligenten Vernetzung, die Erzeugung und Nachfrage koordiniert. Die

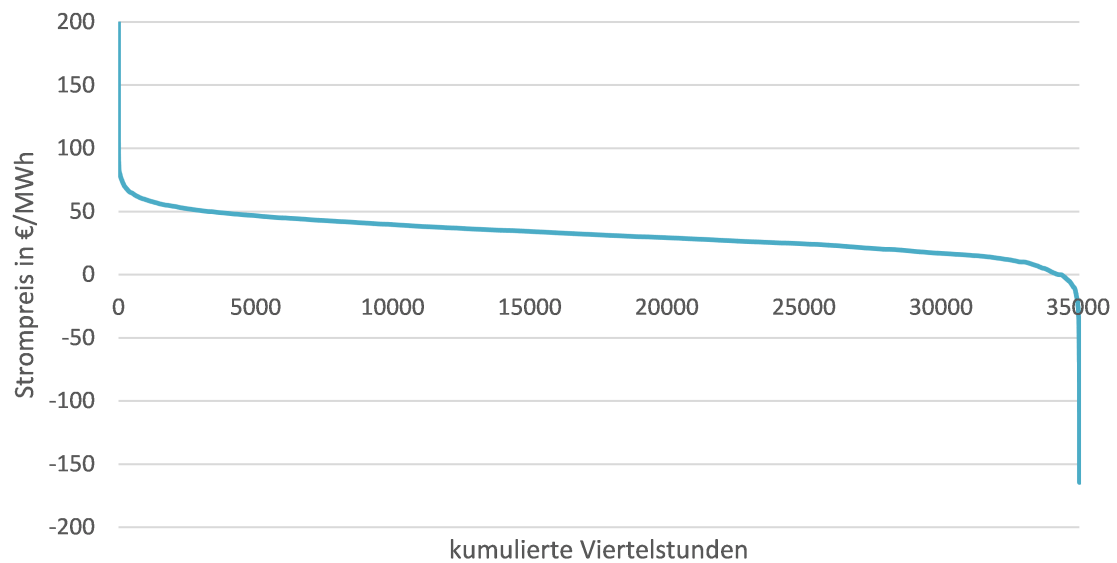


Abbildung 28: Kumulierte Börsenpreise am Intradaymarkt 2015 (eigene Darstellung nach [104])

Entwicklungen auf den Regelenenergiemärkten deuten daraufhin, dass demnächst die primäre Vermarktungsoption für Flexibilitäten unwirtschaftlich werden könnte. Neue Vertriebskanäle müssen erschlossen werden, speziell eine Teilnahme am Intradaymarkt wird derzeit von einigen Marktakteuren favorisiert. Der intelligente Energiemarkt stellt lediglich einen Baustein des Gesamtkonstrukts Energiewende dar. Doch selbst deren Entwicklung lässt sich momentan nicht absehen, Maßnahmen wie die Novellierung des EEG 2016 und den damit verbundenen Ausschreibungen für den Ausbau erneuerbarer Energien, verleihen den Ausbauplänen der Bundesregierung eher Szenario- als Prognosecharakter. Vor diesem Hintergrund wird der reguläre Markteintritt von Lastmanagement noch unberechenbarer, mittel- und langfristige Abschätzungen lassen sich derzeit nur in begrenztem Umfang treffen. Es empfiehlt sich, künftige Entwicklungen genau zu observieren um sich bei der Erschließung neuer Potentiale rechtzeitig positionieren zu können.

6 Fazit

Der Einsatz flexibler Lasten in Deutschland steckt noch in den Kinderschuhen. Auch wenn viele Akteure ein Interesse an dem Thema bekunden, haben sich bisher noch keine dedizierten Interessensvertreter oder Lobbyverbände gebildet. Mit der stückweisen Abschaltung von konventionellen, grundlastfähigen Großkraftwerken wird die Dringlichkeit für den Aufbau intelligenter Netze steigen. Die zunehmende Volatilität der Angebotsseite erfordert entsprechend eine Flexibilisierung der Verbraucher. Durch den steigenden Ausbaubedarf der Verteilnetze steigt der Kostendruck zur Implementierung eines Smart Grids. Um neue Marktteilnehmer erschließen zu können, müssen attraktive finanzielle Anreize geschaffen werden. Auch wenn betriebsintern schon manche Prozesse gekoppelt werden, sind vielen Unternehmen die Möglichkeiten von überbetrieblichem Lastmanagement noch nicht bewusst.

Power-to-Heat stellt eine günstige Methode zur Schaffung nachfrageseitiger Flexibilität dar. Die Untersuchung von PtH-Anlagen als hybrides Heizsystem in Gewerbeimmobilien zeigte, dass schon bei Verbrauchern mittlerer Größe ein relevantes technisches Potential vorhanden ist. Die Erlöspotentiale an den Regelleistungsmärkte sind jedoch am Schwinden, die prognostizierte Entwicklung für die kommenden Jahre verheißt keine Besserung. Zusammen mit den bevorstehenden Änderungen der Richtlinien ist derzeit keine Planungssicherheit gegeben. Schon zum jetzigen Stand gestaltet sich ein wirtschaftlicher Betrieb als schwierig; Amortisationsdauern von etwa 10 Jahren reichen nicht aus, um die notwendigen Investitionen zu rechtfertigen.

Den Haupthinderungsgrund für einen verstärkten Markteintritt von Laststeuermechanismen stellt in Deutschland jedoch der rechtliche Rahmen dar. Die Struktur des Energiemarkts orientiert sich noch an der nachfragegesteuerten Einspeisung durch Großkraftwerke. Bevor sich Endverbraucher in nennenswertem Maße flexibilisieren, muss durch eine Modernisierung des Rechtsrahmens und der Schaffung neuer Vermarktungsoptionen das Fundament für eine reguläre Marktteilnahme flexibler Lasten geschaffen werden. Denkbare Vermarktungsmöglichkeiten wären beispielsweise in einer Öffnung des Intradaymarkts oder der Bewirtschaftung von Einspeisemanagement zu suchen.

Die Forderung nach mehr Flexibilität ist auch in der Politik gehört worden. Durch eine Reihe von Maßnahmen, allen voran das kommende Strommarktgesetz, soll das Energiesystem für eine Zukunft mit einem Mehrheitsanteil erneuerbarer Energien gewappnet werden. Das ist jedoch ein schrittweiser Prozess, dessen genauer Verlauf derzeit noch nicht abgesehen werden kann.

Die Aufgabe von Planern und Beratern liegt im Zuge dieser Entwicklung zuallererst in der Sensibilisierung von potentiellen Anbietern. Bei einer steigenden Marktdurchdringung werden sich die Tätigkeitsfelder hin zur gewerbeübergreifenden Systemplanung, die überbetriebliche Lastmanagement- und Energieeffizienzpotentiale erschließt,

verlagern. Bei der Erstellung von Energiekonzepten werden zunehmend auch energiewirtschaftliche Ansätze zu berücksichtigen sein. All dies hängt jedoch von der weiteren Entwicklung dieses Segments ab. Ein Markt für flexible Lasten befindet sich im Entstehen, erste spezialisierte Aggregatoren und Poolbetreiber sind bereits aufgetreten. Inwieweit sich dieses Wachstum fortsetzt, ob zukunftsfähige Marktperspektiven entstehen oder andere Technologie den Vorrang erhalten werden, lässt sich zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht abschätzen. Die Entwicklungen gebühren auf jeden Fall einer eingehenden, kontinuierlichen Untersuchung. Bei günstiger Marktentfaltung kann die rechtzeitige Positionierung ausschlaggebend für eine technische und wirtschaftliche Vorreiterrolle sein.

Literaturverzeichnis

- [1] DIW Berlin und EEFA. *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2014*. 25. Aug. 2015. URL: http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29%5C&fileName=ausw_25082015_ov.pdf (besucht am 23.02.2016).
- [2] CDU, CSU und SPD. *Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD*. 14. Dez. 2013. URL: <https://www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/koalitionsvertrag.pdf> (besucht am 23.02.2016).
- [3] Patrick Graichen, Mara Marthe Kleiner und Christoph Podewils. *Stromsektor: Stand der Dinge 2015. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2016*. Agora Energiewende. 7. Jan. 2016. URL: http://www.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2016/Jahresauswertung_2016/Agora_Jahresauswertung_2015_web.pdf (besucht am 02.03.2016).
- [4] Diana Böttger u. a. "Potential of the Power-to-Heat Technology in District Heating Grids in Germany". In: *Energy Procedia* 46 (2014). 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013), S. 246–253. ISSN: 1876-6102.
- [5] Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH und E-Bridge. *Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Wind-einspeisungen bis 2020*. Gutachten. Bonn/Aachen: Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft, 30. März 2011.
- [6] EU Commission Task Force for Smart Grids. *Expert Group 1: Functionalities of smart grids and smart meters*. Dez. 2010. URL: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters/smart-grids-task-force> (besucht am 29.02.2016).
- [7] International Energy Agency. *Technology Roadmap Smart Grids*. 2011. URL: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf (besucht am 29.02.2016).
- [8] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. *Smart Grids Ampelkonzept. Ausgestaltung der gelben Phase*. 10. März 2015. URL: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150310-diskussionspapier-smart-grids-ampelkonzept-de/\\$file/150310%20Smart%20Grids%20Ampelkonzept_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150310-diskussionspapier-smart-grids-ampelkonzept-de/$file/150310%20Smart%20Grids%20Ampelkonzept_final.pdf).
- [9] Bundesnetzagentur. "Smart Grid" und "Smart Market". *Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems*. 2. Jan. 2012. URL: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile (besucht am 29.02.2016).
- [10] Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft. *Smart Grids: Das Zusammenwirken von Netz und Markt*. 26. März 2012. URL: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/D722998361EA9775C12579EA004A202F/\\$file/157-2_120326_BDEW-Diskussionspapier_Smart%20Grids.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/D722998361EA9775C12579EA004A202F/$file/157-2_120326_BDEW-Diskussionspapier_Smart%20Grids.pdf) (besucht am 29.02.2016).

- [11] Daphne Mah u. a. *Smart Grid Applications and Developments*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2014. ISBN: 978-1-447-16281-0.
- [12] Zhaoguang Hu, Xinyang Han und Quan Wen. *Integrated Resource Strategic Planning and Power Demand-Side Management*. Berlin Heidelberg: Springer Science & Business Media, 2013. ISBN: 978-3-642-37084-7.
- [13] International Energy Agency. *Strategic Plan*. URL: <http://www.ieadsm.org/strategic-plan/> (besucht am 26.01.2016).
- [14] Christian Aichele und Oliver D. Doleski. *Smart Market - Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt*. 1. Aufl. Berlin Heidelberg New York: Springer-Verlag, 2014. ISBN: 978-3-658-02778-0.
- [15] Europäische Union. “Richtlinie 2012/27/EU des europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG”. In: *L 315 DE Amtsblatt der Europäischen Union* 14.11.12. Nov. 2012, S. 1–56.
- [16] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. “Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts”. In: *Bundesgesetzblatt Jahrgang 2014 Teil I Nr. 33*. zuletzt geändert am 29. Juni 2015. 21. Juli 2014, 1066 ff.
- [17] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. “Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz–EnWG)”. In: *Bundesgesetzblatt Jahrgang 2005 Teil I Nr. 42*. zuletzt geändert am 21. Dezember 2015. 7. Juli 2005, S. 1970.
- [18] Europäische Gemeinschaft. “Richtlinie 96/92/EG des europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt”. In: *L 27 DE Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften* 30.1.97. Dez. 1996, S. 20–29.
- [19] Bundesministerium der Justiz. “Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz–EnWG)”. In: *Bundesgesetzblatt Jahrgang 1998 Teil 1 Nr. 23*. 28. Apr. 1998, S. 730.
- [20] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. “Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten)”. In: *Bundesgesetzblatt Jahrgang 2012 Teil I Nr. 63*. zuletzt geändert am 31. August 2015. 28. Dez. 2012, S. 2998.
- [21] 50hertz u. a. *Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. URL: <http://www.netztransparenz.de/de/index.htm> (besucht am 09.01.2016).
- [22] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. *§ 14a EnWG: Konkretisierung der Aggregationsebene und Verzahnung mit Netzausbau*. 5. Sep. 2013. URL: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/45C9F0467F50B9DEC1257BE200300131/\\$file/20130905_BDEW_Par14aEnWG_Aggregationsebene_Netzausbau.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/45C9F0467F50B9DEC1257BE200300131/$file/20130905_BDEW_Par14aEnWG_Aggregationsebene_Netzausbau.pdf) (besucht am 29.02.2016).

- [23] Thomas Schulz. *Demand Response und Virtuelle Kraftwerke als Schlüssel zum neuen Energiesystem*. entelios. Mai 2013. URL: http://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2012/Lastmanagement-als-Beitrag-zur-Versorgungssicherheit/03_Schulz_Praesentation_Stabilitaet_durch_Flexibilitaet.pdf (besucht am 05.02.2016).
- [24] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)*. Juli 2015. URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (besucht am 29.02.2016).
- [25] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode. 10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi*. URL: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/0-9/10-punkte-energie-agenda,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (besucht am 22.01.2016).
- [26] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. *BDEW-Roadmap. Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland*. 11. Feb. 2013. URL: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/EBA1B69FB989A44FC1257B09003BD1A3/\\$file/130204_BDEW-Roadmap_Summary_neu.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/EBA1B69FB989A44FC1257B09003BD1A3/$file/130204_BDEW-Roadmap_Summary_neu.pdf) (besucht am 29.02.2016).
- [27] Iliana Shandurkova u. a. *A Prosumer Oriented Energy Market. Developments and future outlooks for Smart Grid oriented energy markets*. 3. IMPROSUME Publication Series, 25. März 2012.
- [28] consentec. *Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. 27. Feb. 2014. URL: <https://www.regelleistung.net/ext/download/marktbeschreibung> (besucht am 24.02.2016).
- [29] Deutsche Energie-Agentur. *Marktrollen und Prozesse beim Einsatz von flexiblen Stromlasten im Energiesystem*. Ergebnispapier. 19. Dez. 2013. URL: http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/1_Fachmodule/Lastmanagement/Ergebnispapier_Marktrollen_und_Prozesse.pdf (besucht am 02.02.2016).
- [30] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE FNN. *TransmissionsCode 2007 Anhang D2. Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB*. Nov. 2009. URL: <https://www.regelleistung.net/ext/static/srl/pool> (besucht am 02.02.2016).
- [31] 50hertz u. a. *Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung*. URL: <https://www.regelleistung.net/ext/> (besucht am 09.01.2016).
- [32] Smart Energy Demand Coalition. *Mapping Demand Response in Europe Today test. Tracking Compliance with Article 15.8 of the Energy Efficiency Directive*. 11. Apr. 2014. URL: http://smartenergydemand.eu/wp-content/uploads/2014/04/SEDC-Mapping_DR_In_Europe-2014-04111.pdf (besucht am 02.02.2016).
- [33] ENDK. *Website des dänischen Übertragungsnetzbetreibers*. URL: <http://energinet.dk/EN/Sider/default.aspx> (besucht am 21.01.2016).

- [34] Annegret-Cl. Agricola, Hannes Seidl und Friedrich Piontek. *Internationaler Einsatz von Lastmanagement. Analyse von Instrumenten und Maßnahmen zur Unterstützung der Erschließung von Demand-Side-Management in den Ländern Dänemark, Schweiz und Frankreich*. 19. Dez. 2014. URL: http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/1_Fachmodule/Lastmanagement/141219_Analyse_Internationaler_Einsatz_von_Lastmanagement_final.pdf (besucht am 29.02.2016).
- [35] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Ausgewählte Grafiken zu Energiepreisen und -kosten*. 15. Jan. 2016. URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiestatistiken-energiepreise-energiekosten,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (besucht am 09.02.2016).
- [36] Thomas Veyrenc. *New patterns in market design - A perspective in load reduction and capacity market in France*. URL: http://perso.uclouvain.be/anthony.papavasiliou/public_html/VeyrencGDFWorkshop.pdf (besucht am 21.01.2016).
- [37] Le réseau de l'intelligence électrique. *Effacements de consommation NEBEF*. URL: https://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/nebef_presentation.jsp (besucht am 21.01.2016).
- [38] C.W. Gellings und William M. Smith. "Integrating demand-side management into utility planning". In: *Proceedings of the IEEE* 77.6 (Juni 1989), S. 908–918. ISSN: 0018-9219.
- [39] Dr. Serafin von Roon und Dr. Thomas Grobmaier. *Demand Response in der Industrie. Status und Potenziale in Deutschland*. Dez. 2010. URL: https://www.ffe.de/download/article/353/von_Roon_Gobmaier_FfE_Demand_Response.pdf (besucht am 29.02.2016).
- [40] Dr. Marian Klobasa u. a. *Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland*. Studie. Agora Energiewende, Aug. 2013. URL: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/Lastmanagement-als-Beitrag-zur-Versorgungssicherheit/Agora_Studie_Lastmanagement_Sueddeutschland_Endbericht_web.pdf (besucht am 29.02.2016).
- [41] Marian Klobasa. "Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten". Diss. Fraunhofer ISI, 2007.
- [42] Dr. Ulrich Focken und Dr. Marian Klobasa. *Kurz- bis mittelfristige Marktpotenziale für Demand Response-Anwendungen im gewerblichen Sektor*. Tagungsbeitrag. energy & meteo systems GmbH, 13. Okt. 2010. URL: http://www.energymeteo.de/media/VortragVernetzungstagungBerlin_lv.pdf (besucht am 29.02.2016).
- [43] OFFIS Energy. *Smart Resource Integration*. 2013. URL: <http://wfgit.offis.de/assets/wfgit4/Dr%20Gunnar%20Schomaker%20-%20Potenziale%20zur%20Steigerung%20der%20Ressourceneffizienz%20durch%20softwarebasierter%20Lastmanagement.pdf> (besucht am 04.02.2016).

- [44] B.A.U.M. Consult GmbH. *E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte*. Abschlussbericht. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 12. Feb. 2014. URL: http://www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/Downloads/ab-gesamt-begleitforschung.pdf?__blob=publicationFile%5C&v=4 (besucht am 08.02.2016).
- [45] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. “Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen”. In: *Bundesgesetzblatt Jahrgang 2005 Teil I Nr. 46*. zuletzt geändert am 31. August 2015. 25. Juli 2005, S. 2225.
- [46] RAP. *Netzentgelte in Deutschland. Herausforderungen und Handlungsoptionen*. Studie. Agora Energiewende, Dez. 2014. URL: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Netzentgelte_in_Deutschland/Agora_Netzentgelte_web.pdf (besucht am 27.01.2016).
- [47] Johannes M. Fischer. *Merkel fordert ein Bekenntnis*. Lausitzer Rundschau. 11. Sep. 2014. URL: <http://www.lr-online.de/nachrichten/Tagesthemen-Merkel-fordert-ein-Bekenntnis;art1065,4736704> (besucht am 27.01.2016).
- [48] Michael Sterner und Ingo Stadler. *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. 1. Aufl. Berlin Heidelberg New York: Springer-Verlag, 2014. ISBN: 978-3-642-37380-0.
- [49] Carmen e.V. *Marktübersicht Batteriespeicher*. Sep. 2015. URL: http://www.carmen-ev.de/files/Sonne_Wind_und_Co/Speicher/Markt%C3%BCbersicht-Batteriespeicher_Web.pdf (besucht am 20.01.2016).
- [50] Michael Fuhs. *Batteriepreise purzeln weiter*. 27. Okt. 2015. URL: http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/batteriepreise-purzeln-weiter_100020916/ (besucht am 01.03.2016).
- [51] K. Zaghib, A. Mauger und C.M. Julien. “12 - Rechargeable lithium batteries for energy storage in smart grids”. In: *Rechargeable Lithium Batteries*. Hrsg. von Alejandro A. Franco. Woodhead Publishing Series in Energy. Woodhead Publishing, 2015, S. 319–351. ISBN: 978-1-78242-090-3.
- [52] Borui Cui u. a. “Evaluation of a fast power demand response strategy using active and passive building cold storages for smart grid applications”. In: *Energy Conversion and Management* 102 (2015). Clean, Efficient, Affordable and Reliable Energy for a Sustainable Future, S. 227–238. ISSN: 0196-8904.
- [53] Johannes Jungwirth u. a. “Smart Buildings - Implementierung von Lastmanagementsystemen”. In: VDE-Kongress 2012 - Intelligente Energieversorgung der Zukunft. Hrsg. von editor. 20. Nov. 2014.
- [54] Johannes Jungwirth. “Lastmanagement in Gebäuden. Entwicklung einer modellprädiktiven Regelung mit einem adaptiven Gebäudemodell zur Flexibilisierung der Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden”. Diss. Technische Universität München, 11. Juni 2014.
- [55] Aleksandra S Bukvic-Schäfer. *Lastmanagement - Nutzung der thermischen Kapazität von Gebäuden als nichtelektrischer Energiespeicher in elektrischen Versorgungsnetzen*. 1. Aufl. Kassel: Kassel University Press, 2008. ISBN: 978-3-899-58356-4.

- [56] Waqar A. Qureshi, Nirmal-Kumar C. Nair und Mohammad M. Farid. “Impact of energy storage in buildings on electricity demand side management”. In: *Energy Conversion and Management* 52.5 (2011), S. 2110–2120. ISSN: 0196-8904.
- [57] Luisa F. Cabeza u. a. “Use of microencapsulated {PCM} in concrete walls for energy savings”. In: *Energy and Buildings* 39.2 (2007), S. 113–119. ISSN: 0378-7788.
- [58] L.F. Cabeza u. a. “14 - Phase-change materials for reducing building cooling needs”. In: *Eco-Efficient Materials for Mitigating Building Cooling Needs*. Hrsg. von F. Pacheco-Torgal J.A. Labrincha L.F. Cabeza C.-G. Granqvist. Oxford: Woodhead Publishing, 2015, S. 381–399. ISBN: 978-1-78242-380-5.
- [59] Borui Cui u. a. “Effectiveness and life-cycle cost-benefit analysis of active cold storages for building demand management for smart grid applications”. In: *Applied Energy* 147 (2015), S. 523–535. ISSN: 0306-2619.
- [60] Joachim Ahrendts, Stephan Kabelac und Stephan Kabelac. *Das Ingenieurwissen: Technische Thermodynamik*. 1. Aufl. Berlin Heidelberg New York: Springer-Verlag, 2013. ISBN: 978-3-642-41120-5.
- [61] DIN V 18599-1. *Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 1: Allgemeine Bilanzierungsverfahren, Begriffe, Zonierung und Bewertung der Energieträger*. Vornorm. Deutsches Institut für Normung e.V., Dez. 2011.
- [62] Alexander Morhart. *Bundesverband verteidigt Luft-Wärmepumpen*. 27. Feb. 2014. URL: <http://www.enbausa.de/heizung-warmwasser/aktuelles/artikel/bundesverband-verteidigt-luft-waermepumpen-3823.html> (besucht am 26.02.2016).
- [63] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. *Stromrechnung für Haushalte*. März 2015. URL: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/9D1CF269C1282487C1257E22002BC8DD/\\$file/150409%20BDEW%20zum%20Strompreis%20der%20Haushalte%20Anhang.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/9D1CF269C1282487C1257E22002BC8DD/$file/150409%20BDEW%20zum%20Strompreis%20der%20Haushalte%20Anhang.pdf) (besucht am 02.02.2016).
- [64] Daniel Fürstenwerth u. a. *Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten*. Studie. Agora Energiewende, Juni 2014. URL: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Power_to_Heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf (besucht am 02.02.2016).
- [65] Thomas Steinmann. *Wind wird teuer für Stromkunden*. 22. Juli 2015. URL: <http://www.capital.de/dasmagazin/wind-wird-teuer-fuer-stromkunden.html> (besucht am 25.01.2016).
- [66] Dominik Eller. *Integration erneuerbarer Energien mit Power-to-Heat in Deutschland - Potentiale zur Nutzung von Stromüberschüssen in Fernwärmenetzen*. Berlin Heidelberg New York: Springer-Verlag, 2015. ISBN: 978-3-658-10561-7.
- [67] AGFW, Hrsg. *Transformationsstrategien Fernwärme*. Forschung und Entwicklung Heft 24. Apr. 2013. URL: http://www.eneff-stadt.info/fileadmin/media/Publikationen/Dokumente/Endbericht_Transformationsstrategien_FW_IFEU_GEF_AGFW.pdf (besucht am 26.01.2016).

- [68] Michael Bräuninger u. a. *Power-to-Heat in Hybridheizungen: Die ökonomischen Potentiale der Vernetzung von Strom- und Wärmemarkt*. Potentialstudie. Hamburg Institute of International Economics (HWWI), 15. Dez. 2015. URL: <http://www.hwwi.org/fileadmin/hwwi/Publikationen/Studien/HWWI-IWO-PtH-Studie.pdf> (besucht am 02.02.2016).
- [69] Anabela D. Carvalho u. a. “Ground source heat pumps as high efficient solutions for building space conditioning and for integration in smart grids”. In: *Energy Conversion and Management* 103 (2015), S. 991–1007. ISSN: 0196-8904.
- [70] Luigi Schibuola, Massimiliano Scarpa und Chiara Tambani. “Demand response management by means of heat pumps controlled via real time pricing”. In: *Energy and Buildings* 90 (2015), S. 15–28. ISSN: 0378-7788.
- [71] A. Arteconi, N.J. Hewitt und F. Polonara. “Domestic demand-side management (DSM): Role of heat pumps and thermal energy storage (TES) systems”. In: *Applied Thermal Engineering* 51.1–2 (2013), S. 155–165. ISSN: 1359-4311.
- [72] Bundesverband Wärmepumpe e.V. *Modelle mit SSG-ReadyLabel*. 1. Dez. 2015. URL: <https://www.waermepumpe.de/sg-ready/> (besucht am 19.01.2016).
- [73] DESTATIS. *Bauen und Wohnen. Baugenehmigungen / Baufertigstellungen von Wohn- und Nichtwohngebäuden (Neubau) nach Art der Beheizung und Art der verwendeten Heizenergie, Lange Reihen ab 1980*. Statistik. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 14. Aug. 2015.
- [74] Dr. Christian Nabe u. a.
- [75] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm*. 1. Dez. 2007. URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkt-fuer-ein-integriertes-energie-und-klimaprogramm,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (besucht am 27.01.2016).
- [76] S. Gores u. a. *KWK-Ausbau: Entwicklung, Prognose, Wirksamkeit der Anreize im KWK-Gesetz unter Berücksichtigung von Emissionshandel, erneuerbare Energien Gesetz und anderen Instrumenten*. Bericht. Umwelt Bundesamt, 14. Dez. 2012. URL: <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/kwk-ausbau-entwicklung-prognose-wirksamkeit-im-kwk> (besucht am 02.02.2016).
- [77] LichtBlick. *Entwicklung und Bereitstellung Sekundärregelleistung durch intelligente Steuerung von ZuhauseKraftwerken*. Abschlussbericht. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014. URL: <http://content.lichtblick.de/sflibs/docs/default-source/infomaterial/bmwi0325393abschlussbericht.pdf?sfvrsn=5> (besucht am 27.01.2016).
- [78] LBD Beratungsgesellschaft mbH. *Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende. Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten*. Studie. Agora Energiewende, Sep. 2015. URL: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/perspektiven-der-kwk/Agora_069_KWK___REV_0915_WEB.pdf (besucht am 02.02.2016).

- [79] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. *Informationen zum Energieverbrauch in Deutschland 2012*. URL: <https://www.ffe.de/die-themen/erzeugung-und-markt/287-informationen-zum-energieverbrauch-in-deutschland-2012> (besucht am 03.02.2016).
- [80] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. *Stromverbrauch im Haushalt*. Okt. 2013. URL: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E98B43647E00C1257C0F003314E5/\\$file/708-2_Beiblatt_zu%20BDEW-Char%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt_2013-10-23.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E98B43647E00C1257C0F003314E5/$file/708-2_Beiblatt_zu%20BDEW-Char%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt_2013-10-23.pdf) (besucht am 03.02.2016).
- [81] Dr. Serafin von Roon, Dr. Thomas Gobmaier und Malte Huck. *Demand Side Management in Haushalten Analyse des praktischen Potenzials zur Bereitstellung von Reserveleistung bis 2020*. Potentialanalyse. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 8. Dez. 2009. URL: https://www.ffe.de/download/Veroeffentlichungen/2010_vRoon_Gobmaier_Huck_Graz.pdf (besucht am 03.02.2016).
- [82] Elisabeth Dütschke, Michael Unterländer und Martin Wietschel. *Variable Stromtarife aus Kundensicht - Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse*. Arbeitspapier. Fraunhofer ISI, Jan. 2012. URL: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/e-x/working-papers-sustainability-and-innovation/WP01-2012_Dynamische-Stromtarife_final_v1.pdf (besucht am 03.02.2016).
- [83] Daniel Torstensson und Fredrik Wallin. "Potential and Barriers for Demand Response at Household Customers". In: *Energy Procedia* 75 (2015). Clean, Efficient and Affordable Energy for a Sustainable Future: The 7th International Conference on Applied Energy (ICAE2015), S. 1189–1196. ISSN: 1876-6102.
- [84] Karen Herter, Patrick McAuliffe und Arthur Rosenfeld. "An exploratory analysis of California residential customer response to critical peak pricing of electricity". In: *Energy* 32.1 (2007), S. 25–34. ISSN: 0360-5442.
- [85] Ahmad Abdel-Majeed. *Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen mit Hilfe von Smart Metern*. Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik Universität Stuttgart. 6. Nov. 2012. URL: http://www.uni-stuttgart.de/ieh/forschung/veroeffentlichungen/2012_Abdel-Majeed_Zustandsschaetzung_in_Niederspannungsnetzen.pdf (besucht am 02.02.2016).
- [86] Europäische Gemeinschaft. "Richtlinie 2009/72/des europäischen Parlaments und des Rates. über gemeinsame Vorschriften für den ELEktrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG". In: *L 211/55 DE Amtsblatt der Europäischen Union* 14.8.2009. Juli 2009, S. 20.
- [87] Ernst & Young. *Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler*. 30. Juli 2013. URL: <http://www.bmw.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/kosten-nutzen-analyse-fuer-flaechen-deckenden-einsatz-intelligenterzaehler,property%3Dpdf,bereich%3Dbmw2012,sprache%3Dde,rwb%3Dtrue.pdf> (besucht am 10.02.2016).
- [88] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Baustein für die Energiewende: 7 Eckpunkte für das "Verordnungspaket Intelligente Netze"*. 20. Apr. 2015. URL: <https://www.bmw.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-fuer-das-verordnungspaket-intelligente-netze,property=pdf,bereich=bmw2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (besucht am 02.02.2016).

- [89] Fachhochschule Münster. *Hintergrund und experimentelle Ergebnisse zum Thema "Smart Meter und Datenschutz"*. 20. Sep. 2011. URL: http://11lab.de/pub/smartmeter_sep11_v06.pdf (besucht am 02.02.2016).
- [90] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende*. 21. Sep. 2015. URL: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/referentenentwurf-gesetz-digitalisierung-energieende,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (besucht am 02.02.2016).
- [91] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. "Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung - EnEV)". In: *Bundesgesetzblatt Jahrgang 2007 Teil I Nr. 34*. zuletzt geändert am 24. Oktober 2015. 24. Juli 2014, S. 1519.
- [92] Verein Deutscher Ingenieure. *VDI 2067: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung*. VDI-Richtlinie. Sep. 2012.
- [93] DIN EN ISO 13790:2008. *Energieeffizienz von Gebäuden – Berechnung des Energiebedarfs für Heizung und Kühlung*. Europäische Norm. Deutsches Institut für Normung e.V., Sep. 2008.
- [94] Deutscher Wetterdienst DWD. *Testreferenzjahre*. URL: http://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/klimaforschung/spez_themen/try/try_node.html (besucht am 22.01.2016).
- [95] Dr. Helmuth-M. Groscurth und Dr. Sven Bode. "Power-to-heat" oder "Power-to-gas"? Diskussionspapier. arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Feb. 2013. URL: http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_DP_9_-_Power-to-heat.pdf (besucht am 11.02.2016).
- [96] Hermann Recknagel, Eberhard Sprenger und Ernst-Rudolf Schramek. *Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik 09/10* -. 74. Sonderpreis für Käufer der DVD: 59. München: Oldenbourg Industrieverlag, 2009. ISBN: 978-3-835-63134-2.
- [97] M. Gebhardt, H. Kohl und Th. Steinrötter. *Preisatlas. Ableitung von Kostenfunktionen für Komponenten der rationellen Energienutzung*. Institut für Energie- und Umwelttechnik e.V., 4. Juni 2002.
- [98] Beschlusskammer 6. *Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve*. Konsultation von Eckpunkten. Bundesnetzagentur, 13. Nov. 2015. URL: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2015/2015_0001bis0999/BK6-15-158/BK6-15-158_Eckpunkt Papier_vom_23_11_2015.pdf?__blob=publicationFile%5C&v=2 (besucht am 02.02.2016).
- [99] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes. Gesetzentwurf der Bundesregierung*. Drucksache 18/7317. Deutscher Bundestag 18. Wahlperiode. 20. Jan. 2016. URL: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/073/1807317.pdf> (besucht am 09.02.2016).
- [100] ENERCON GmbH. *Pilotprojekt zur Regelenergie erfolgreich abgeschlossen*. 21. Okt. 2015. URL: <http://www.enercon.de/de/aktuelles/pilotprojekt-zur-regelenergie-erfolgreich-abgeschlossen/> (besucht am 13.01.2016).

- [101] Julius Ecke und Corinna Wöstmann. *Der Markt für negative Sekundärregel-leistung: Nischenmarkt oder Hoffnungsträger?* enervis energy advisors GmbH. Jan. 2015. URL: http://www.enervis.de/images/stories/enervis/pdf/publikationen/gutachten/enerviews2014/enerviews_2015_Januar_Entwicklung_Regelleistungsmaerkte.pdf (besucht am 23.02.2016).
- [102] Anne Joeken. *Systemverantwortung im Viertelstundentakt - Statkraft liefert Re-gelenergie aus Windkraft*. Statkraft. 17. Feb. 2016. URL: <http://www.statkraft.de/presse/Pressemitteilungen/2016/systemverantwortung-im-viertelstundentakt/> (besucht am 22.02.2016).
- [103] Deutscher Bundestag. *“Abschaltbare Lasten“ verlängert*. 16. Dez. 2015. URL: <https://www.bundestag.de/presse/hib/2015-12/-/399656> (besucht am 23.02.2016).
- [104] EPEX Spot SE. *European Power Exchange*. URL: <https://www.epexspot.com/de/> (besucht am 09.03.2016).

Anhang

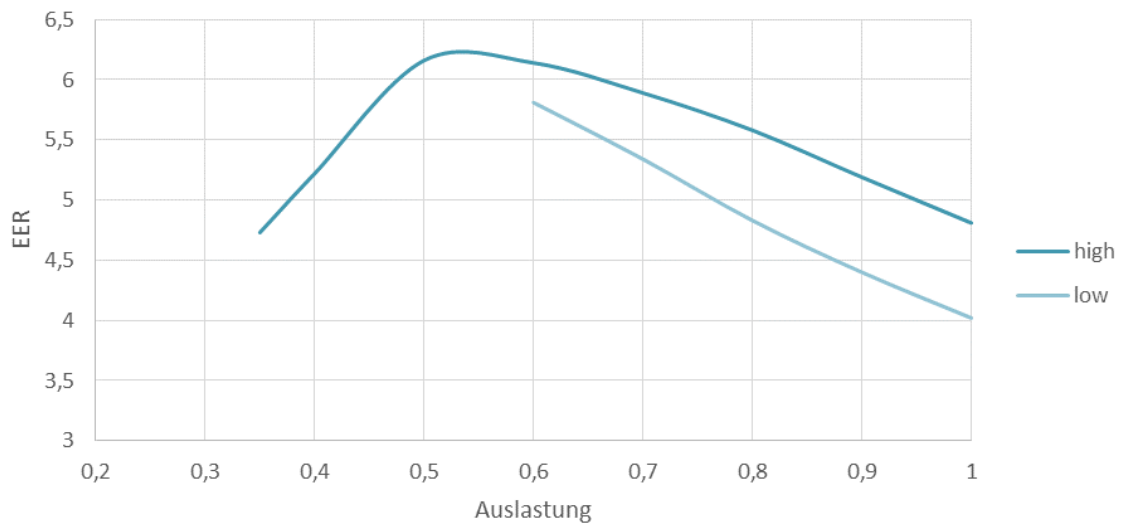


Abbildung 29: Leistungskurve der Kompressionskältemaschine, mit high für hohe und low für niedrige Rückkühlleistung

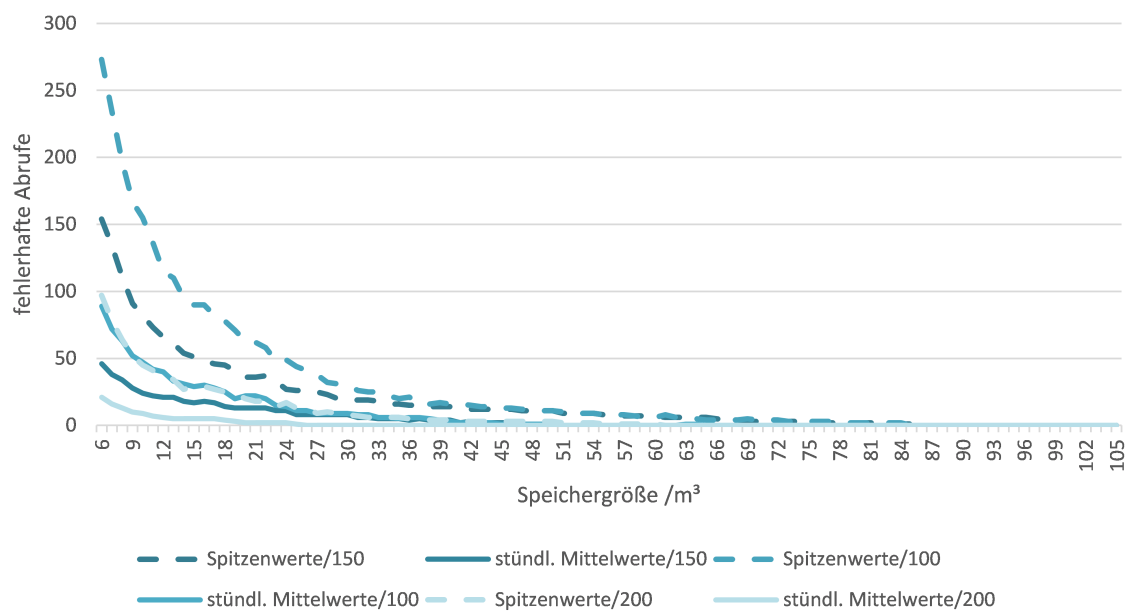
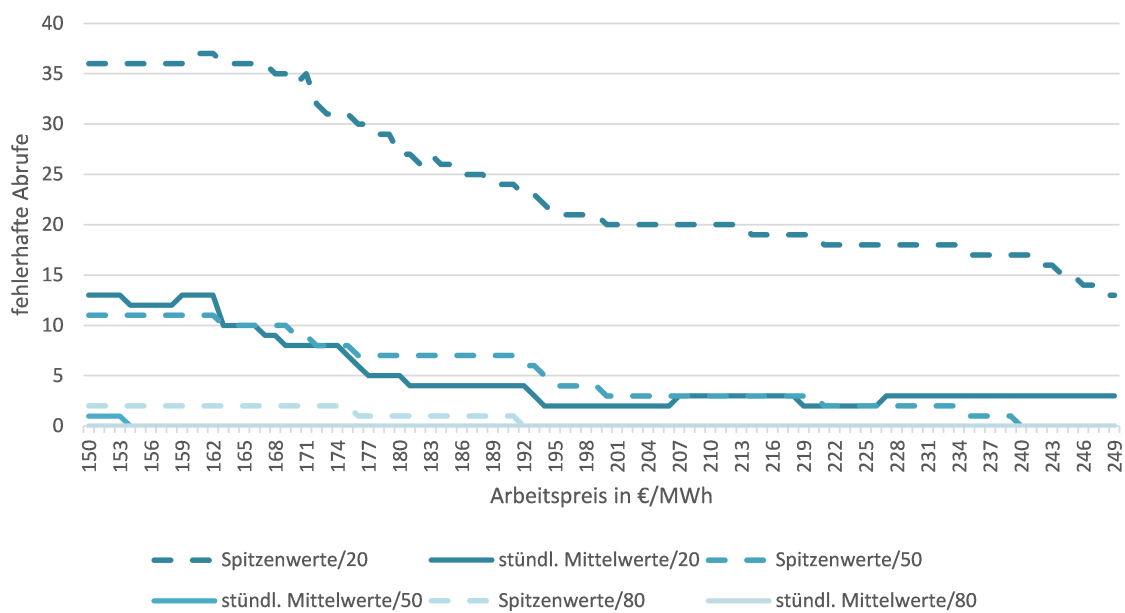
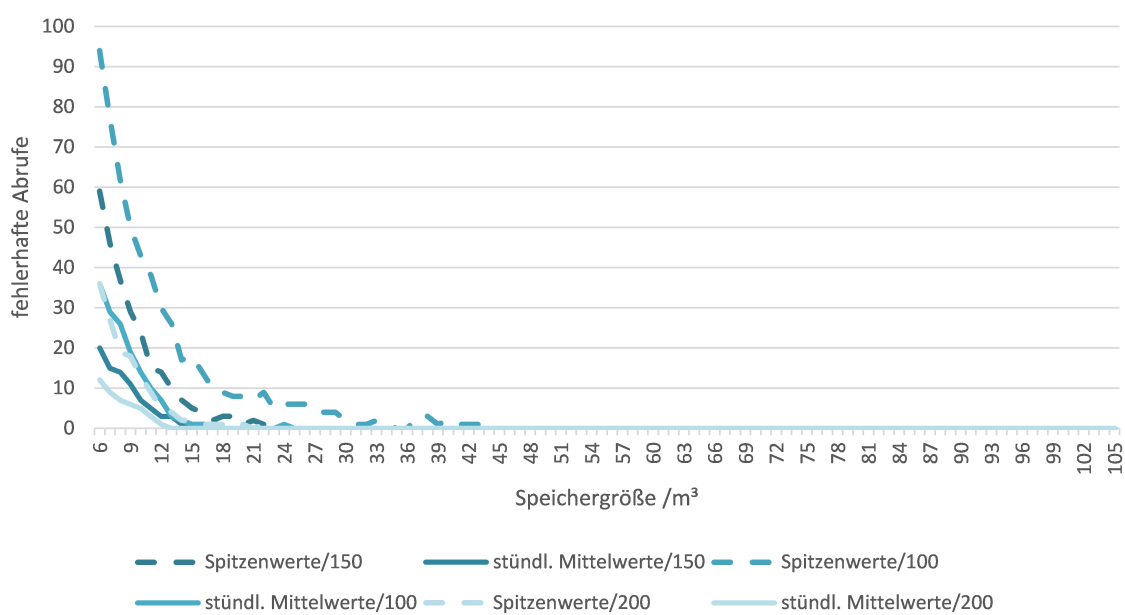


Abbildung 30: fehlerhafte Abrufe in Abhängigkeit von Speichergröße für Variante 2



Abbildungung 31: fehlerhafte Abrufe in Abhängigkeit vom Arbeitspreis für Variante 2



Abbildungung 32: fehlerhafte Abrufe in Abhängigkeit von Speichergröße für Variante 3

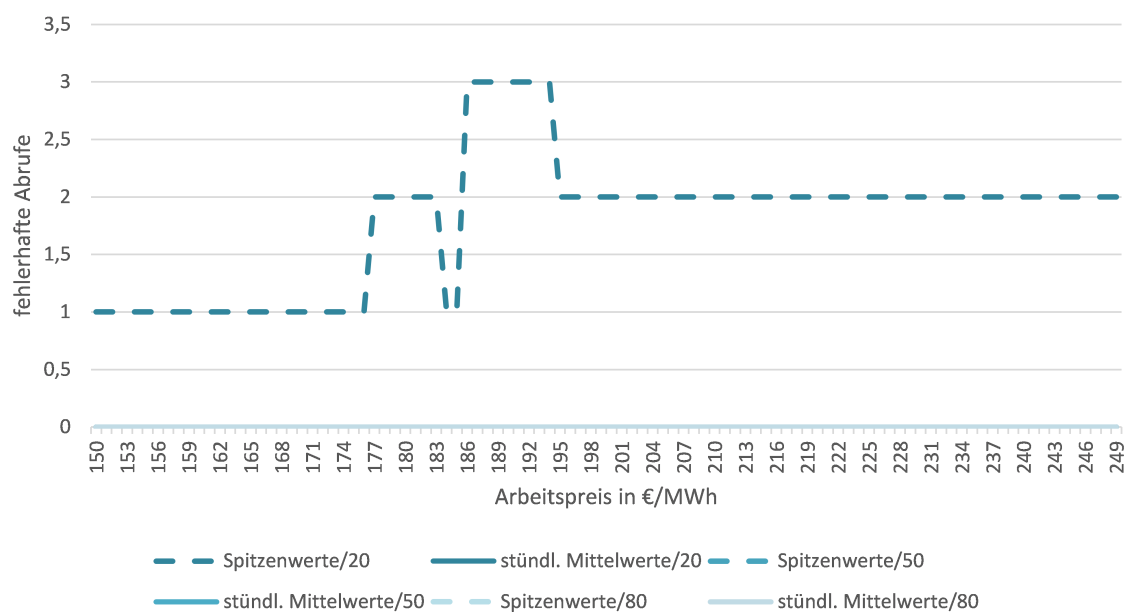


Abbildung 33: fehlerhafte Abrufe in Abhängigkeit vom Arbeitspreis für Variante 3

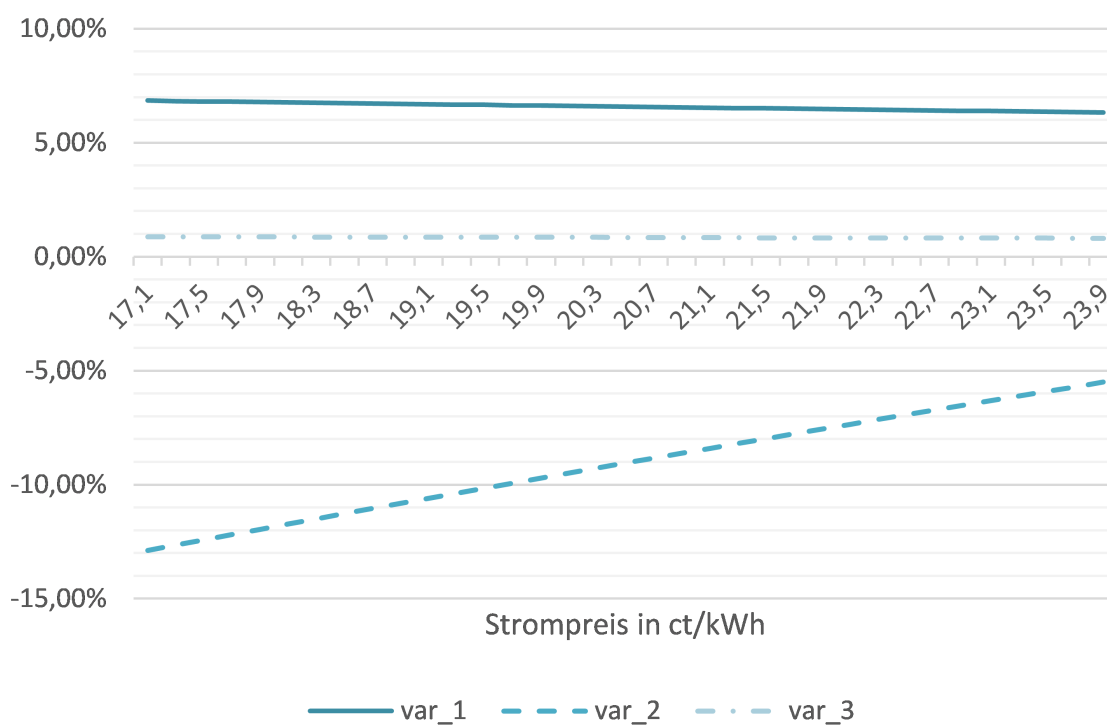


Abbildung 34: Einfluss des Strompreises auf die Einsparungen

Tabelle 12: Aufstellung Investitionskosten in €

| | ref_KKM | var_1 | var_2 | var_3 |
|----------------------|---------|---------|---------|---------|
| Elektrodenheizkessel | 0 | 150.000 | 150.000 | 150.000 |
| Pufferspeicher | 0 | 24.145 | 17.898 | 9.984 |
| KKM | 300.931 | 300.931 | 0 | 300.931 |
| AKM | 0 | 0 | 440.000 | 0 |

Quellcode

```

1 #Gebaeudemodell nach ISO 13790
2 #vereinfachtes Einzonenmodell
3
4
5 # Arbeitsspeicher loeschen
6 rm( list=ls( all=TRUE) )
7
8 #-----
9 #Werte einlesen
10
11 input <- read.csv2( "_backup/Input.csv" )
12 HT <- read.csv2( "_backup/HT.csv", sep=";", dec=",")
13 NT <- read.csv2( "_backup/NT.csv", sep=";", dec=",")
14
15 month <- input$M #Monat
16 day <- input$DD #Tag des Monats
17 time <- input$HH #[:00] Uhrzeit
18 AT <- input$t #[deg. C] Aussentemperatur
19 Sol_dir <- input$B #[W/m^2] direkte solare Strahlung, horizontal
20 Sol_dif <- input$D #[W/m^2] diffuse solare Strahlung, horizontal
21 auslastung <- input$Lst #prozentuale Auslastung/Lastkurve
22 holiday <- input$hldy #Feiertag/Ferien/WE y/n
23 P_SRLh <- input$SRL..h #[MW] Stuenbliche Mittelwerte der abgerufenen
    SRL360
24 P_SRLmax <- input$SRL..max #[MW] Stuenbliche Maximalwerte der abgerufenen
    SRL
25
26 #-----
27 #PARAMETER
28 #-----
29
30 #Grenzwerte
31 theta_int_C_d = 24 #[deg. C] Grenztemperatur Kuehlfall Tag
32 theta_int_H_d = 22 #[deg. C] Grenztemperatur Heizfall Tag
33 theta_int_C_n = 26 #[deg. C] Grenztemperatur Kuehlfall Nacht
34 theta_int_H_n = 18 #[deg. C] Grenztemperatur Heizfall Nacht

```



```
35
36 t_start = 7 #[:00] Beginn Arbeitszeit
37 t_end = 18 #[:00] Ende Arbeitszeit
38
39 #Waermelast
40 A_f = 2181 #[m^2] Bezugsflaeche
41 A_erd = 1000 #[m^2] Flaeche gegen Erdreich
42 A_aussen = 1558 #[m^2] Flaeche gegen Aussenluft
43 A_dach = 1000 #[m^2] Dachflaeche
44 A_a = A_erd + A_aussen + A_dach
45
46 U_Erd = 0.773 #[kJ/m^2K] U-Wert gegen Erdreich
47 U_aussen = 0.23 #[kJ/m^2K] U-Wert gegen Luft
48 U_dach = 0.175 #[kJ/m^2K] U-Wert Flachdach
49 U_op = (U_aussen*(A_aussen/A_a)+U_dach*(A_dach/A_a)+U_Erd*(A_erd/A_a)) #[
    kJ/m^2K] U-wert opak gewichtet nach Flaechenanteilen
50 U_gl = 1.0 #[kJ/kgK] U-Wert Glas
51 glf = 0.84 # Verglasungsfaktor
52 Fsh = 0.9 # Verschattungsfaktor
53 Fbh = #Formfaktor Bauteil/Himmel
54 g_Sch = 0.0714 #g-Wert mit Sonnenschutz
55 g_w = 0.42 #g-Wert Glas
56 Fr = 0.15 #Rahmenanteil
57 sol_max = 200 #[W/m^2] Strahlungsgrenzwert , ab dem
    Sonnenschutzeinrichtung eingesetzt wird
58
59 #Gebaeudetechnik
60 q_H_max = 450000 #[W] maximale Heizleistung
61 q_C_max = -400000 #[W] maximale Kuehlleistung
62 Hys = 1 #[K] Hysterese Heiz/Kuehl
63 PHS_max = 800 #[kW] Max. Leistung PHS
64 etha_EHK = 0.99 #Wirkungsgrad Elektrodenheizkessel
65
66 #SRL
67 k_arbeit = 215 #[EUR/MWh] Arbeitspreis SRL
68 max_charge = 0.3 #Maximale manuelle Beladung d. Speichers
69 min_charge = 0.1 #minimale Beladung Speicher , Hysterese
70 max_Arbeit = 1000 #[kW] Angebotene SRL
71
72 #Speicher
73 storage_volume = 80 #[m^3] Speichervolumen
74 storage_Tmax = 100 #[deg. C] Speicher Maximaltemperatur
75 storage_Tmin = 60 #[deg. C] Speicher Minimaltemperatur
76 storage_U = 0.15 #[W/m^2K] Waermedurchgangskoeffizient Speicherwand
77 storage_height = 3 #[m] Hoehe Speicher (vereinfacht als Zylinder)
78
79 #AKM
80 AKM_switch = 0 #Beruecksichtigung AKM ja/nein
```

```

81 chill_max = 800 #[kW] max. Kaelteleistung
82 zeta_K = 0.7 #vgl. Recknagel
83 Pel_nenn = 0.04 * chill_max #[kW] elektr. Leistungsaufnahme AKM
84
85 begin_som = 0 # Beginn Sommer als Kalenderwoche
86 end_som = 31 #Ende Sommer als Kalenderwoche
87 sommer = 1 #Sommer ja/nein
88
89 #-----
90 #FUNKTIONEN
91 #-----
92
93
94 belegung <- function(time, day, month, holiday, auslastung)
95 {
96   date = strptime(paste(day, month, 2015, sep="/"), "%d/%m/%Y")
97   wd = as.double(strftime(date, format="%u"))
98   #print(date)
99   KW <- as.double(strftime(date, format="%W"))
100   if (wd == 6 | wd == 7){
101     WE = 1
102   }else{
103     WE = 0
104   }
105
106   if ( holiday == 0 & time > t_start & time < t_end) { #Nachtauskuehlung
107     theta_int_H = theta_int_H_d
108     theta_int_C = theta_int_C_d
109
110   }else {
111     theta_int_H = theta_int_H_n
112     theta_int_C = theta_int_C_n
113
114   }
115
116   if (holiday == 0) q_int = 30*auslastung
117   else q_int = 0.3
118
119
120   list(q_int = q_int, theta_int_C=theta_int_C, theta_int_H=theta_int_H, KW =
      KW, WE = WE)
121 }
122
123
124 #Parameter Waermelast-----
125
126 A_t = A_f * 4.5 #[m^2] Oberflaecheninhalt aller Flaechen, die zur
      Gebaeudezone weisen

```

```

127 Htr_is = 3.45 * A_t #[W/K] thermischer Kopplungswert
128
129 Cm = 165000*A_f
130
131 Htr_op = A_a*U_op*(1-glf) #[W/K]
132 Htr_w = A_a*U_g1*glf
133
134 A_m = 2.5*A_f
135 Htr_ms = 9.1 * A_m
136 Htr_em = (1/Htr_op - 1/Htr_ms)
137
138 q_HCnd = 10*A_f #Rechenwert fuer Heizleistung 10 W/m^2
139
140 A_solw = (1-Fr)*A_a*glf
141 A_solop = 0.5 * 0.17 * U_op * (1-glf) * A_f
142
143 Heizlast <- function(theta_e,sol,ausl,theta_int_H,theta_int_C) #
    Waermelast nach DIN EN ISO 13790
144 {
145   theta_sup = theta_e #vereinfachte Annahme, Temp. Zuluft = Temp.
    Aussenluft
146
147   q_int = (A_f*25.5)*ausl #innere Last nach Angaben
148
149   be = (40-theta_sup)/(40-theta_e)
150   H_ve = 1200 * (be * 12600/3600) #maximaler Luftvol.strom
151
152   Htr_1 = 1/(1/H_ve + 1/Htr_is) #C.6
153   Htr_2 = Htr_1 + Htr_w #C.7
154   Htr_3 = 1/(1/Htr_2 + 1/Htr_ms) #C.8
155
156
157   if (sol > sol_max) g_wert = g_Sch #Abfrage Sonnenschutz, evtl.
    unterscheiden direkte/diffuse Solarstrahlung
158   else g_wert = g_w
159
160   q_sol_w = Fsh* A_solw *sol*g_wert #Fbh*q_rk Abstrahlung des Bauteils
    wird spaeter modelliert
161   q_sol_op = 0#Fsh*A_solop*sol #Fbh*q_rk Abstrahlung des Bauteils wird
    spaeter modelliert
162   q_sol = q_sol_w+q_sol_op
163
164   q_ia = 0.5 * q_int #C.1
165   q_st = (1-A_m/A_t-Htr_w/(9.1*A_t))*(0.5*q_int+q_sol) #C.2
166   q_m = A_m/A_t*(0.5*q_int+q_sol) #C.3
167
168

```

```

169 q_mtot = q_m + Htr_em * theta_e + Htr_3 * (q_st + Htr_w * theta_e + Htr_1
      *(((q_ia + q_HCnd)/H_ve)+theta_sup))/Htr_2 #C.5
170
171 theta_mi[i] <<- (theta_mi_vor*((Cm/3600)-0.5*(Htr_3+Htr_em))+q_mtot)/((Cm/
      3600)+0.5*(Htr_3+Htr_em)) #C.4
172
173 theta_m <<- (theta_mi[i]+theta_mi_vor)/2 #C.9
174
175 theta_s = (Htr_ms*theta_m+q_st+Htr_w*theta_e+Htr_1*(theta_sup+(q_ia+q_
      HCnd)/H_ve))/(Htr_ms+Htr_w+Htr_1) #C.10
176
177 theta_air0 = (Htr_is*theta_s+H_ve*theta_sup+q_ia+0)/(Htr_is+H_ve) #C.11
178
179 theta_air10 = (Htr_is*theta_s+H_ve*theta_sup+q_ia+q_HCnd)/(Htr_is+H_ve) #
      C.11
180
181 #Abfrage Heiz/Kuehl-----
182
183 if (theta_air0 <= theta_int_C & theta_air0 >= theta_int_H){
184   theta_air = theta_air0
185   q_HC=0
186   q_H = 0
187   q_C=0
188 }else{
189   if(theta_air0 > theta_int_C){
190     theta_int = theta_int_C - Hys #Schalthysterese um Takten zu reduzieren
191     q_H = 0
192     q_C = q_HCnd*(theta_int-theta_air0)/(theta_air10-theta_air0)
193   }else if(theta_air0 < theta_int_H){
194     theta_int = theta_int_H + Hys
195     q_C=0
196     q_H = q_HCnd*(theta_int-theta_air0)/(theta_air10-theta_air0)
197   }
198   q_HC = q_HCnd*(theta_int-theta_air0)/(theta_air10-theta_air0)
199
200   if(q_HC > 0 & q_HC > q_H_max){
201
202     theta_air = (Htr_is*theta_s+H_ve*theta_sup+q_ia+q_H_max)/(Htr_is+H_ve)
203
204   }else if (q_HC < 0 & abs(q_HC) > abs(q_C_max)){
205
206     theta_air = (Htr_is*theta_s+H_ve*theta_sup+q_ia+q_C_max)/(Htr_is+H_ve)
207
208   }else theta_air = (Htr_is*theta_s+H_ve*theta_sup+q_ia+q_HC)/(Htr_is+H_ve)
209   }
210
211 theta_mi_vor <<- theta_mi[i]
212

```

```

213 list(q_HC = q_HC, out = theta_air, q_H = q_H, q_C = q_C) #Ausgabe in W
214 }
215
216 #-----
217 #Merit of Order SRL und Regelung
218
219
220 SRL <- function (time,KW,P_SRLh,P_SRLmax,q_H,WE)
221 {
222
223 if(SOC_prev >= max_charge)
224 {trigger <- 0}
225 if(SOC_prev <= min_charge)
226 {trigger <- 1} #Abfrage ob Laden, Hysterese
227
228 if(time < 8 | time > 20| WE == 1){ #Unterscheidung HT/NT
229 tarif = NT
230 ph = "NT"
231 }else{
232 tarif = HT
233 ph = "HT"
234 }
235
236 P = tarif[(1+KW*2)]
237 K = tarif[(2+KW*2)]
238
239
240 if (KW < end_som & KW > begin_som & sommer == 1){ #Abfrage Jahreszeit
241
242 k_MoO = c(0,0)
243
244 }else{
245
246 k_MoO= approx(P,K,P_SRLmax,method="linear") #Lineares Interpolieren in
MoO
247
248 }
249
250 if (k_MoO[2] >= k_arbeit){ #Abruf SRL
251
252 if ((1-SOC_prev)*capacity>max_Arbeit*0.25){ #Abfrage ob Speicher schon
voll; 0.25 bezieht sich auf Leistungsabfrage von 15 Minuten
253 check=1
254 q_EHK = max_Arbeit*0.25
255 q_PHS = 0
256 q_straf = c(0,0)
257
258 }else{ #Speicher schon voll/fast voll

```

```

259 check==1
260 q_EHK = 0
261 q_PHS = 0
262 q_straf = c(KW,ph)
263
264 }
265
266 }else{ #Regelbetrieb
267 check=0
268 q_EHK = 0 #Leistung Elektrodenheizkessel
269 q_straf = c(0,0)
270
271 if (trigger == 1){ #es wird geladen
272
273 q_PHS = PHS_max
274
275 }else{ #es wird nicht geladen
276
277 if(q_H < SOC_prev * capacity){
278
279 q_PHS = 0
280
281 }else{
282
283 q_PHS = min(PHS_max,q_H)
284
285 }
286
287 }
288
289 }
290
291 k_SRL = q_EHK * k_arbeit/1000 #Einnahmen SRL Arbeitspreis
292 q_charge = q_PHS + q_EHK * etha_EHK
293 q_discharge = q_H
294 list(q_charge = q_charge, q_discharge = q_discharge,check=check,q_EHK=q_
      EHK,test=as.double(k_MoO[2]),trigger=trigger,q_PHS=q_PHS, k_SRL = k_
      SRL,q_straf=q_straf)
295 }
296
297 #-----
298 #Absorptionskaeltemaschine
299
300 AKM <- function(q_C,q_H,q_PH,q_EHK)
301 {
302
303 if(abs(q_C)>0){ #Kuehlfall
304

```

```

305 q_K = min(abs(q_C) , chill_max)
306
307 plr = min(q_K, chill_max)/chill_max
308
309 if (AKM_switch == 1){
310
311 qc_H = q_K * zeta_K
312
313 zeta_k = 0.67 + 0.0375 * (plr - 0.2) #aus Abschlussarbeit DreSo intern
314
315 qc_H = min(q_K, chill_max) * zeta_K
316
317 Pel_KM = Pel_nenn * (0.005535714*plr^2+0.3307142857*plr+0.104) #Formel
    nach Recknagel 09/10
318
319 if(qc_H > (SOC_prev*capacity+q_EHK*0.25)){
320
321 q_PHS = min(PHS_max, qc_H+max(0, (min_charge - SOC_prev)*capacity))
322 q_discharge = min(qc_H, PHS_max+SOC_prev*capacity)
323
324
325 }else{
326
327 q_discharge = qc_H
328 q_PHS = q_PH
329 }
330
331 }else{ #Kompressionskaeltemaschine
332
333 eta_KKM = max(28.806*plr^3-70.43*plr^2+52.874*plr -6.4104, 4.7) #
    Herstellerangaben von York
334
335 Pel_KM = q_K/eta_KKM #KKM
336
337 q_discharge= q_H
338
339 q_PHS = q_PH
340
341
342 }
343
344 }else{
345
346 q_discharge = q_H
347
348 Pel_KM = 0
349
350 eta_KKM = 0

```

```

351
352 q_PHS = q_PH
353 }
354
355 list(q_PHS = q_PHS, Pel_KM = Pel_KM, q_discharge=q_discharge, eta = eta_KKM)
356 }
357
358 #-----
359 #Schichtenspeicher
360
361 storage_radius = sqrt(storage_volume/(storage_height*pi))
362 storage_qspez = storage_U * (2*pi*storage_radius^2+storage_height*storage
    _radius*pi)
363 storage_dT = storage_Tmax - storage_Tmin #[K] Temperaturdifferenz im
    Speicher
364 capacity = storage_volume * storage_dT * 1000 * 4.182/3600 #[kWh]
    Speicherkapazitaet
365
366 speicher <- function (q_discharge, q_PHS,q_EHK)
367 {
368   q_charge = q_PHS + q_EHK
369   Q_storage = SOC_prev * capacity
370
371   q_storage = min(q_discharge, Q_storage + q_charge)
372   Q_storage = Q_storage - q_storage + q_charge
373
374   storage_T = Q_storage/(4.182 * 1000) + storage_Tmin #mittlere
    Speichertemperatur
375
376   q_verl = storage_qspez/1000 * (storage_T - 15) #Annahme Kellerraum mit
    konstant 15 deg. C
377   Q_storage = max(0,Q_storage - q_verl)
378
379   SOC = Q_storage / capacity
380   SOC_prev <<- SOC
381
382
383   list(q_storage = q_storage, SOC = SOC)
384 }
385
386 #-----
387 #Nachgang
388
389 etha_PHS = 0.95 #Wirkungsgrad PHS
390 k_BS = 0.042 #[EUR] Tarif Vattenfall Profi 12 Gas, abgerufen am 07/01/16
391 k_el = 0.2053 #[EUR] Tarif e.on profistrom 2017, abgerufen am 07/01/16
392

```



```
393 Nachgang <- function(q_PHS, Pel_KM, k_SRL)
394 {
395
396   q_BS = q_PHS/etha_PHS #Brennstoffmenge
397   k_PHS = k_BS * q_BS
398
399   k_el_KM = Pel_KM * k_el
400
401   if(k_SRL != 0){
402     k_steuer = 0.25 * 217 #Steueranteil in EUR, bezogen auf jeweils eine
      viertel megawattstunde
403   }else{
404
405     k_steuer = 0
406   }
407
408   list(q_BS = q_BS, k_steuer = k_steuer)
409 }
410
411 #-----
412 #Startwerte/Variablen definieren
413
414 theta_mi <<- 0
415 theta_mi_vor <<- 20 #Startwert Raumtemperatur
416 q_HK <<- 0
417 out <<- 0
418 out2 <<- 0
419 out3 <<- 0
420 q_H <<- 0
421 SOC_prev <<- 1
422 SOC <<- 1
423 EHK <<- 1
424 trigger <<- 0
425 K_SRL <<- 0
426 q_straf <<- 0
427
428 Brennstoff <<- 0
429 Strom <<- 0
430 Arbeitsentgelt <<- 0
431 Strafmonat <<- 0
432 Straftarif <<- 0
433 Steuer <<- 0
434
435 #-----
436 #Funktionsaufruf
437
438 i.max = 1:8760
439
```

```

440 for (i in i.max)
441 {
442
443 belegung.res <- belegung(time = time[i], day = day[i], month = month[i],
      holiday = holiday[i], auslastung = auslastung[i])
444
445 waerme.res <- Heizlast(theta_e = AT[i], sol = Sol_dir[i]+Sol_dif[i], ausl =
      auslastung[i], theta_int_H = belegung.res$theta_int_H,
446 theta_int_C=belegung.res$theta_int_C)
447
448 SRL.res <- SRL(time=time[i], KW=belegung.res$KW, q_H=waerme.res$q_H/1000, P_
      SRLh=P_SRLh[i], WE = belegung.res$WE, P_SRLmax = P_SRLmax[i])
449
450 AKM.res <- AKM(q_H = waerme.res$q_H/1000, q_PH = SRL.res$q_PHS, q_EHK =
      SRL.res$q_EHK, q_C = waerme.res$q_C/1000)
451
452 speicher.res <- speicher(q_discharge = AKM.res$q_discharge, q_PHS = AKM.
      res$q_PHS, q_EHK = SRL.res$q_EHK)
453
454 nachgang.res <- Nachgang(q_PHS = AKM.res$q_PHS, Pel_KM = AKM.res$Pel_KM, k_
      SRL = SRL.res$k_SRL)
455
456 q_HK = c(q_HK, waerme.res$q_HC/1000)
457 out = c(out, speicher.res$SOC)
458 out2 = c(out2, SRL.res$check)
459 out3 = c(out3, AKM.res$Pel_KM)
460 q_H =c(q_H, waerme.res$q_H/1000)
461 EHK = c(EHK, SRL.res$q_EHK)
462 K_SRL =c(K_SRL, SRL.res$k_SRL)
463
464 Brennstoff = c(Brennstoff, nachgang.res$q_BS)
465 Strom = c(Strom, AKM.res$Pel_KM)
466 Arbeitsentgelt = c(Arbeitsentgelt, SRL.res$k_SRL)
467 Strafmonat = c(Strafmonat, SRL.res$q_straf[1])
468 Straftarif = c(Straftarif, SRL.res$q_straf[2])
469 Steuer = c(Steuer, nachgang.res$k_steuer)
470
471
472 }
473 q_HK = q_HK[-1]
474 out = out[-1]
475 q_H =q_H[-1]
476 out2 = out2[-1]
477 out3 = out3[-1]
478 EHK = EHK[-1]
479 K_SRL = K_SRL[-1]
480
481 Brennstoff = Brennstoff[-1]

```

```
482 Strom = Strom [-1]
483 Arbeitsentgelt = Arbeitsentgelt[-1]
484 Strafmonat = Strafmonat[-1]
485 Straftarif = Straftarif[-1]
486 Steuer = Steuer[-1]
487
488 #-----
489 #Postprocessing
490
491 plot (i.max[1:8760],out[1:8760], type="l", col="red")
492 plot (i.max[1:8760],out2[1:8760], type="l", col="brown")
493 plot (i.max[1:8760],out3[1:8760], type="l", col="light blue")
494 plot (i.max[1:8760],q_HK[1:8760], type="l", col="red", xlab = "Stunden
    pro Jahr", ylab = "Heiz- bzw. Kuehllast in kW" )
495
496 df = data.frame(out,out2,out3)
497 result = data.frame(Brennstoff,Strom,Arbeitsentgelt,Strafmonat,Straftarif
    ,Steuer)
498
499 print(max(q_HK))
500 print(min(q_HK))
501 print(sum(out2))
502 print(sum(EHK))
503
504 write.csv2(df, file="output.csv")
505 write.csv2(result, file="ergebnis.csv")
```

